

基于 SCADA/PMU 混合量测的 广域动态实时状态估计方法

李大虎¹, 曹一家²

(1. 华中科技大学 电气与电子工程学院, 湖北省 武汉市 430074;
2. 浙江大学 电气工程学院, 浙江省 杭州市 310027)

Wide-Area Real-Time Dynamic State Estimation Method Based on Hybrid SCADA/PMU Measurements

LI Da-hu¹, CAO Yi-jia²

(1. College of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, Hubei Province, China; 2. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, Zhejiang Province, China)

ABSTRACT: According to the features of the data acquired from supervisory control and data acquisition (SCADA) and phasor measurement unit (PMU) respectively, a wide-area real-time dynamic state estimation method for whole power grid based on hybrid SCADA/PMU measurement is proposed. The proposed method fully utilizes the interrelationship among voltage variations of different buses, by means of the initial states from SCADA and the data measured by the buses where PMUs are installed, the voltage phasors of the buses where PMUs are not installed can be simply obtained. With the proposed method, dynamic processes in power grid can be effectively observed while the configuration of PMUs is insufficient. The effectiveness and accuracy of the proposed method are verified by simulation of various faults set up in New England 10-machine 39-bus system.

KEY WORDS: phasor measurement unit (PMU); supervisory control and data acquisition (SCADA); wide area measurement system (WAMS); voltage sensitivity; automation of power system

摘要: 根据来自监视控制与数据采集(supervisory control and data acquisition, SCADA)系统和相量测量单元(phasor measurement unit, PMU)的数据特点,提出了一种基于SCADA/PMU混合量测的广域动态实时状态估计方法,该方法充分利用了各节点间电压变化的相互联系,通过SCADA系统提供的初始值和安装PMU的节点的电压量测可简单地

获得其他未安装PMU节点的电压相量。该方法有效地解决了在PMU配置不足的情况下如何观测电网状态以及如何在动态过程下实时观测电网。最后,通过对新英格兰10机39节点系统的多种故障进行仿真,验证了该方法的有效性和准确性。

关键词: 相量测量单元(PMU); 监视控制与数据采集系统(SCADA); 广域测量系统(WAMS); 电压灵敏度; 电力系统自动化

0 引言

电力系统的安全、稳定与国家经济建设密切相关。为保证电网安全、稳定运行,需要对电力系统运行状态进行准确而全面的实时监测^[1-3]。“8.14”美加大停电的调查报告中也指出了在线信息监测的重要性^[4-5]。传统的信息采集主要来源于远程终端单元(remote terminal unit, RTU)和各种厂站综合自动化装置在线提供的大量静态和准稳态信息,以及故障录波和保护装置事后提供的大量暂态信息。基于全球定位系统(global positioning system, GPS)的相量测量单元(phasor measurement unit, PMU)采样间隔为5~30ms,为电力系统动态行为的实时监测提供了可能性^[6-7]。文献[8-12]提出了基于PMU的广域测量系统(也称实时动态监测系统)(wide area measurement system, WAMS)的方案、构架以及可行性分析,这些基于PMU的动态监测系统和状态估计方法虽然可很好地掌握系统的动态行为以满足在线监测电网的要求,但由于价格和通信技术方

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(50595414); 教育部科学技术研究重点项目(305008)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (50595414); Key Project Supported by the Ministry of Education in China(305008).

面的因素,目前不可能在全网安装 PMU,因此目前基于 PMU 的 WAMS 难以解决电网的可观测性要求。文献[1-3]提出了时空综合防御框架的概念,指出尽可能地整合各种信息源提供的数据构建统一的广域信息平台,这些信息数据源应该包括监视控制和数据采集 (supervisory control and data acquisition, SCADA) 系统采集的静态数据, PMU 采集的实时动态数据,故障录波器提供的动态数据以及对预想事故进行仿真提供的伪量测。如何利用这些混合量测通过数据挖掘获得电网的广域静态和广域动态信息是目前研究的热点。文献[13-15]提出了基于 SCADA/PMU 的静态状态估计模型,通过在部分节点安装 PMU 以提高状态估计的精度,这些方法仅仅利用 PMU 的量测改善传统状态估计的精度,不能动态跟踪电网的状态。文献[16]结合 SCADA 系统和部分 PMU 量测,提出了一种基于扩展 Kalman 滤波的动态状态估计方法,该方法虽然采用动态递推状态估计,但 SCADA 系统刷新较慢,因此该方法也只是一种“静态”估计方法。文献[17]提出了一种基于 SCADA/PMU 的混合实时状态估计方法,该方法需要结合历史数据进行状态量转换预测再通过潮流计算预报状态,由于运行方式和故障形态的组合爆炸,对历史数据的前期分析不仅计算量十分庞大,且难以完全保证预测的精度,潮流计算也会增加相应的计算时间,状态运行周期为秒级。

上述分析表明,这些基于 PMU 的混合状态估计模型都没有在真正意义上跟踪电网的动态行为。本文提出了一种新的基于 SCADA/PMU 混合量测的实时状态估计方法,该方法区别于基于统计学准则的传统状态估计,以稳态时刻 SCADA 系统提供的量测值进行传统状态估计并作为初始状态,通过研究电网各节点间电压相量变化的相关性,以及某时刻某个或某些安装 PMU 的节点测量的电压相量可迅速、直接地计算该时刻其他未安装 PMU 节点的电压,这种状态估计本质上是一种实时状态计算,能保证未安装 PMU 的节点可根据 PMU 装置相应的采样频率进行快速的状态刷新,并能在比较高的精度范围内在线监测电网状态。

1 电压灵敏度分析

PMU 可以较高的精度测量其安装节点的电压相量,如果可寻找到该时刻电网其它节点与 PMU 安装节点之间的电压变化关系,就可利用 PMU 安装节点的电压相量直接估计未安装节点的电压相

量。在某时刻,电网节点的电压幅值和相角与该时刻电网无功潮流和有功潮流分布有关。考虑电力系统的有功和无功间的弱耦合性以及无功和电压、有功和相角之间的强耦合性后,将系统潮流方程线性化后,可得到

$$\Delta P = -H\Delta q \quad (1)$$

$$\Delta Q = -L\Delta U \quad (2)$$

式中: P 、 Q 分别为节点注入的有功和无功功率; U 、 q 分别为节点电压幅值和相角; $H = \partial P / \partial q$ 和 $L = \partial Q / \partial U$ 为相应的雅可比矩阵,其中式(2)将系统所有的 PV 节点作为 PQ 节点,即将所有发电机包括在式(2)中。

文献[18-19]指出,在较小的时间段内,各节点电压的幅值变化是成比例的,即

$$\Delta U_i = a_{ij}\Delta U_j \quad (i, j \in S) \quad (3)$$

式中: $a_{ij} = \frac{\partial U_i}{\partial Q_j} / \frac{\partial U_j}{\partial Q_j}$; S 为电网中的节点集合。

$\partial U / \partial Q$ 为雅可比矩阵 $L = \partial Q / \partial U$ 的逆,它是一个与网络阻抗矩阵具有相同性质的灵敏度矩阵,因此各节点电压变化的关系可称为电压灵敏度分析。

根据有功功率和电压相角的这种类似关系,在较小的时间段内,可定义节点之间电压相角变化的规律,即

$$\Delta \theta_i = b_{ij}\Delta \theta_j \quad (i, j \in S) \quad (4)$$

式中: $b_{ij} = (\partial \theta_i / \partial P_j) / (\partial \theta_j / \partial P_j)$ 。灵敏度矩阵 $\partial q / \partial P$ 为雅可比矩阵 $H = \partial P / \partial q$ 的逆。

2 基于混合量测的实时状态估计方法

2.1 基本原理

利用节点间电压相量变化的关系,可用部分 PMU 量测结合 SCADA 系统提供的初始状态直接估计和预测全网各节点的电压相量,图 1 为这种状态估计方法的原理。在图 1 中,仅根据电压幅值之间的变化关系以及对 SCADA 量测进行传统状态估

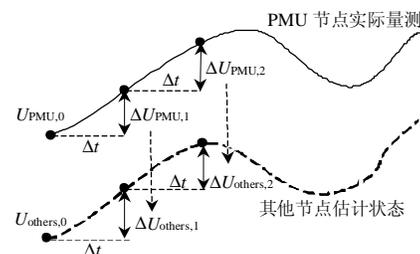


图 1 基于混合量测的实时状态估计原理
Fig. 1 The principle of real-time state estimation based on hybrid measurements

计所得到的初始电压幅值, 还有 PMU 在各个时刻的量测值可获得未安装 PMU 节点的电压幅值, 未安装 PMU 节点的电压相角也可用类似的方法获得。其中 $U_{\text{PMU},k}(k=0,1,\dots,n)$ 为时刻 k 安装 PMU 节点的电压幅值; 时刻 0 表示初始时刻; Δt 表示时间间隔; $\Delta U_{\text{PMU},k}$ 为时刻 k PMU 节点处的电压幅值变化量; $U_{\text{others},k}$ 为未安装 PMU 的节点在时刻 k 的电压幅值; $\Delta U_{\text{others},k}$ 为时刻 k 未安装 PMU 的节点处电压幅值的变化量。

2.2 PMU 节点的选取

理论上电网中任意节点安装 PMU 后, 都可根据此处节点实际测量的电压相量以及各个节点电压变化之间的关系获得其他节点的电压相量。鉴于电压分级控制^[20-21]的经验, 通过对主导节点的电压监测和电压灵敏度分析可对其他节点进行监测和控制。因此, 可事先对电网进行电压控制分区, 尽量依靠各个电压控制区内安装了 PMU 的节点处的电压量测和相应的电压灵敏度分析获得其他节点电压相量。在每个电压控制区内尽量选取那些安装了 PMU 的主导节点作为该区域 PMU 的量测源。同时, 考虑到负荷以及无功注入对电网电压的影响, 也尽量选择带负荷和无功补偿的 PMU 节点进行分析。由于“区间弱耦合”关系不能完全被忽视, 因此对于那些没有安装 PMU 的电压控制区, 可选择电气距离最近的一个安装了 PMU 的节点作为参考。

2.3 对灵敏度矩阵的讨论

雅可比矩阵 L 、 H 的各元素分别为

$$H_{ij} = \begin{cases} -U_i U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) & (j \neq i) \\ U_i^2 B_{ii} + Q_i & (j = i) \end{cases} \quad (5)$$

$$L_{ij} = \begin{cases} -U_i U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) & (j \neq i) \\ U_i^2 B_{ii} - Q_i & (j = i) \end{cases} \quad (6)$$

式中: $Q_i = U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$; i, j 代表节点编号; $G_{ij} + jB_{ij}$ 为节点导纳矩阵元素。由式(5)、(6)分析可知, 电网节点注入功率对节点电压的影响都反映在该时刻节点电压和网络结构上。当电网存在扰动时, 无论电网结构保持不变还是改变, 由于各个时刻的节点电压是变化的, 因此式(1)、(2)中的雅可比矩阵是时刻变化的, 这样在求取相应的灵敏度矩阵时需要在每个时刻进行一次求逆计算, 在电网规模较大的情况下, 这种求逆计算会消耗大量的 CPU 时间, 难以满足实时的要求。

实际计算时可采用类似于快速解耦潮流计算

方法, 此时, 式(1)、(2)可写成^[22]

$$\Delta P' = \Delta P / U = B' \Delta q \quad (7)$$

$$\Delta Q' = \Delta Q / U = B'' \Delta U \quad (8)$$

式中: B' 、 B'' 为常数且对称的矩阵, 由节点导纳矩阵的虚部所组成, 具体表达式参见文献[22]。根据式(7)、(8), 重新定义 a_{ij} 和 b_{ij} , 即

$$a_{ij} = \frac{\partial U_i}{\partial Q'_j} / \frac{\partial U_j}{\partial Q'_j} \quad (9)$$

$$b_{ij} = \frac{\partial \theta_i}{\partial P'_j} / \frac{\partial \theta_j}{\partial P'_j} \quad (10)$$

式中: $\partial q / \partial P'$ 、 $\partial U / \partial Q'$ 分别为矩阵 B' 、 B'' 的逆, 也均是常数矩阵, $\partial U_i / \partial Q'_j$ 、 $\partial U_j / \partial Q'_j$ 为 $\partial U / \partial Q'$ 的元素; $\partial \theta_i / \partial P'_j$ 、 $\partial \theta_j / \partial P'_j$ 为 $\partial q / \partial P'$ 的元素。由于新定义的灵敏度矩阵为常数阵, 只需在程序开始时进行 1 次计算, 减少了大量计算时间, 使实时计算成为可能。

2.4 SCADA 系统的作用

由于 SCADA 系统仅能提供静态信息, 且在静态的某个时间段中可认为各节点的电压相量为恒定值, 因此对 SCADA 提供的静态数据进行传统状态估计可获得某种运行方式下的各节点静态电压幅值和相角, 这些经过传统状态估计方法获得的状态量就可为各节点以后的状态估计提供初始值。由于故障发生时, 母线电压会发生“突变”, 不同母线的“突变”程度不一样, 这种“突变”将“稳态”和“动态”过程联系起来, 且这种“突变”也可视为电压在短时间内的“变化”, 当节点安装了 PMU 后, 该节点的这种电压变化就可被 PMU 所“捕捉”, 结合电压灵敏度关系以及 SCADA 系统状态估计的结果就可估计未安装 PMU 节点的电压轨迹。

2.5 动态过程中灵敏度矩阵的处理

通常情况下, 当电网发生扰动时, 各节点电压幅值有 2 种变化: ①故障 1, 机组或负荷投切时, 节点电压幅值将在投切时刻发生一定的“突变”, 随后将出现一个节点电压动态变化过程以寻求新的电网平衡状态; ②故障 2, 线路发生故障(三相或者不对称故障)时, 在故障发生和故障切除时刻节点电压幅值都将发生“突变”, 随后也将出现一个新的电网平衡状态寻求过程。图 2 和图 3 分别为这 2 种故障发生后电压的大致变化情况, 其中 t_1 为故障发生时刻, t_c 为故障切除时刻。

对于故障 1, 由于电网结构并未改变, 电压灵敏度关系保持不变, 将这种故障下的电压“突变”

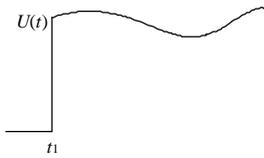


图 2 故障 1 情况下的电压幅值变化

Fig. 2 Change of voltage value under first kind of faults

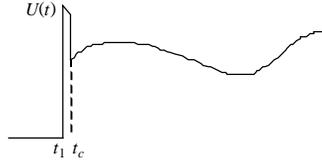


图 3 故障 2 情况下的电压幅值变化

Fig. 3 Change of voltage value under second kind of faults

也作为一种节点电压变化,该变化可被相应节点的 PMU 监测到,其他节点的电压变化也可由相应的灵敏度关系获得。

对于故障 2,故障发生前、故障发生中以及故障被切除后的电网结构均不相同。故障发生中,无论是三相对称还是各种不对称故障,均有功率从相关节点流入故障点,此时可假设这类故障等同于故障线路三相断线,且在相关节点上有功率扰动,这些功率在数值上等于从各个相关节点流入故障点的功率(如图 4 所示)。电网节点注入功率对节点电压的影响都反映在该时刻节点电压和网络结构上,因此不用考虑何种形式的注入功率,仅需知道此时的灵敏度矩阵和安装了 PMU 节点的电压变化即能获得其他未安装 PMU 节点的电压变化。在发生第 2 类故障时,可认为故障发生时刻及以后的灵敏度矩阵一致,即为该处故障线路三相断线后的灵敏度矩阵。

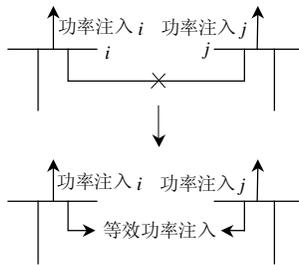


图 4 第 2 类故障的等值模型

Fig. 4 The equivalent model for second kind of faults

通过上述分析可知,无论发生何种故障,都可将 SCADA 在稳态期间采集的静态数据进行传统状态估计后获得的状态量作为进一步估计的初始值。

2.6 估计精度的提高方法

理论上,在严格满足潮流方程的条件下,利用

电压灵敏度关系,通过一个 PMU 节点就可估计其它节点的电压变化轨迹。但式(3)、(4)以及式(7)~(10)都是在一定假设条件下获得的电压灵敏度,此时严格意义上的潮流关系已被“破坏”,且由式(7)~(10)可知,在保证计算速度的要求下,依据 B' 、 B'' 确定的节点间的电压灵敏度关系为一常数,这使得未安装节点的电压变化与某一个安装了 PMU 节点的电压变化可具有比较相似的规律。此时,如系统中装有多个 PMU,则通过不同 PMU 节点得到的某一节点的电压变化可能并不一致,且各自的误差较大。可利用每个 PMU 节点与某个未安装 PMU 节点的电压灵敏度关系按式(11)进行修正(以电压幅值修正为例)

$$\Delta U_i = \frac{\sum_{j \in S_{PMU}} \frac{a_{ij} \Delta U_j}{d_{ij}}}{\sum_{j \in S_{PMU}} \frac{1}{d_{ij}}} \quad (11)$$

式中: d_{ij} 为节点 i 、 j 之间的电气距离; S_{PMU} 为与节点 i 的电气距离小于某一阈值 σ 、安装 PMU 的节点 j 的集合。节点 i 、 j 之间的电气距离^[18-19]可表示为

$$d_{ij} = -\lg(a_{ij} a_{ji}) \quad (12)$$

3 算例分析

3.1 算例系统

以新英格兰 10 机 39 节点系统(如图 5 所示)为验证本文提出的方法,详细的系统参数及电压分区参见文献[23]。分别对本文讨论的 2 种故障方式进行分析,假设节点 1、3、10、16、18、28 安装了 PMU,这种安装方法不能保证电网的完全可观测性,因此本文在对所有未安装 PMU 的节点均不从满足可观测性的角度进行电压估计,而是通过电压灵敏度关系估计未安装 PMU 的节点(如节点 2 和 27)的电压相

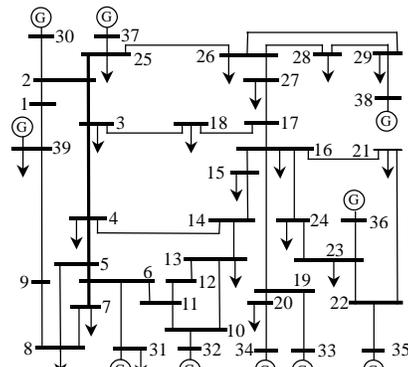


图 5 新英格兰 10 机 39 节点系统

Fig. 5 New England 10-generator 39-bus system

量来验证本文所提出的方法。用仿真软件 PST 2.0 对不同故障场景进行时域仿真, 积分时间为 3 s, 0.5 s 以前积分步长为 0.01 s, 0.5 s 以后积分步长为 0.03 s。以仿真计算获得的相应节点 1、3、7、10、16、28 处的电压相量为该处 PMU 所获得的量测。

3.2 故障 1(节点 15 切除负荷)

假设 0.1s 时刻切除节点 15 处负荷, 根据本文方法可得出基于不同节点(如节点 1、3、7、10、16、28)的 PMU 量测以及节点 2 的 SCADA 系统提供的初始稳态值可得到节点 2 的电压幅值估计结果。表 1 为节点 2 与节点 1、3、7、10、16、28 的电气距离, 图 6~8 分别为以节点 1、3、28 的 PMU 量测和节点 2 的 SCADA 稳态值对节点 2 电压幅值的估计结果。可以看出, 以单个 PMU 节点并结合待估计节点的 SCADA 提供的初始状态进行估计, 其估计值与实际值存在一定的偏差, 这种偏差来自 3 个方面: ①对电压“突变”过程的估计使“突变”结束时刻的估计电压与实际电压有一定的误差(约 5×10^{-3} pu), 节点间电气联系越不紧密这种偏差越大; ②某些节点的估计电压与相关 PMU 节点的电压变化比较接近; ③电气距离较大的节点间的估计偏差较大, 当待估计的节点与 PMU 节点间的电气距离明显大于 0.25 时, 估计电压与实际电压偏差较大。同时也发现, 属于同一电压控制区的节点间的电压估计精度较高, 如通过节点 3 的 PMU 测量来估计节点 27 的电压幅值具有较高的精度, 如图 9 所示。比较图 7 和图 9 可以看出, 虽然利用属于同

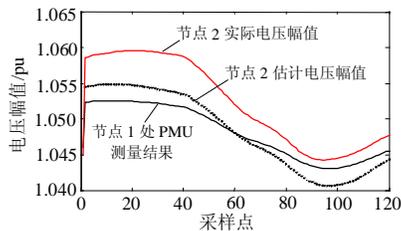


图 6 故障 1 时通过节点 1 的测量估计节点 2 的电压幅值
Fig. 6 The voltage value of node 2 estimated by the measurements of node 1 under fault 1

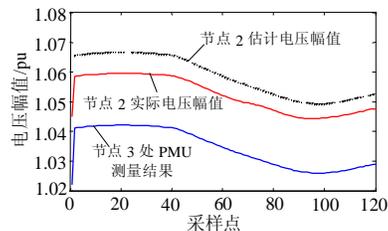


图 7 故障 1 时通过节点 3 的测量估计节点 2 的电压幅值
Fig. 7 The voltage value of node 2 estimated by the measurements of node 3 under fault 1

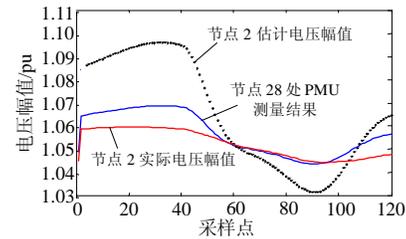


图 8 故障 1 时通过节点 28 的测量估计节点 2 的电压幅值
Fig. 8 The voltage value of node 2 estimated by the measurements of node 28 under fault 1

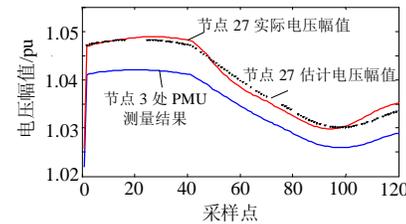


图 9 故障 1 时通过节点 3 的测量估计节点 27 的电压幅值
Fig. 9 The voltage value of node 27 estimated by the measurements of node 3 under fault 1

一电压控制区的 PMU 节点可以较高的精度估计该区域某些未安装 PMU 节点的电压, 但也可能对部分节点的估计精度相对较低(如对节点 2 电压的估计, 误差在 6×10^{-3} pu 左右), 此时, 利用所有与节点 2 有较高电气联系且安装了 PMU 的节点(此时选择节点 1、3、7、10)电压测量按照式(7)进行修正, 修正结果如图 10 所示, 可以看出, 修正后的估计电压具有很高的精度($\leq 5 \times 10^{-4}$), 可满足在线监测的要求。

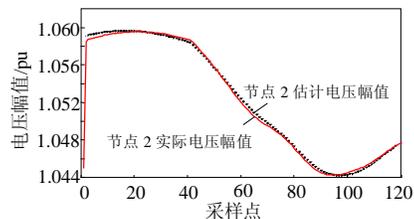


图 10 故障 1 时修正后的节点 2 的电压幅值
Fig. 10 The revised voltage value of node 2 under fault 1

3.3 故障 2(线路 29 发生单相短路)

假设 0.1 s 时线路 29(其相关节点为节点 17、18)发生单相短路故障, 0.12 s 切除该线路故障。图 11~13 分别为以节点 1、3、28 的 PMU 量测和节点 2 的 SCADA 系统提供的初始稳态值对节点 2 电压幅值估计的结果。本文中, 由于单一故障 2 对网络拓扑的改变很小, 节点 2 与节点 1、3、7、10、16、28 的电气距离与表 1 的差别不大, 仍然可近似参考表 1 中的各项数据。由图 11~13 可以看出, 节点 2 的估计电压幅值与实际电压幅值之间的误差也是

由电压“突变”估计、节点间的电气联系所造成的,仅依靠单个安装 PMU 的节点去估计其它未安装 PMU 节点的电压幅值在大多数情况下存在一定的误差,且某些误差相对较大,虽然采用某些 PMU 节点的估计精度比较高(如与节点 2 的电气距离小于 0.25 的 PMU 节点 1、3、7、10),但由表 1 可知,这些 PMU 节点与待估计节点的电气距离比较接近,很难进一步区分具体哪个 PMU 节点能提供最精确的估计结果。此时,可将这些与待估计节点电气联系紧密的 PMU 节点(节点 1、3、7、10)按式(7)进行修正,修正后的估计结果及误差分析如图 14 所示,可以看出,修正后的结果具有相对更高的精度($2 \times 10^{-4} \sim 7 \times 10^{-4}$),可以满足在线监测的要求。限于篇幅,本文略去对节点电压相角的估计对比。

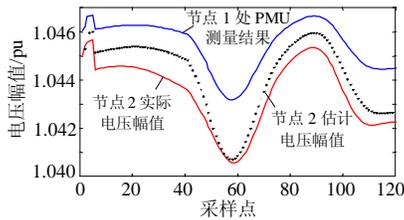


图 11 故障 2 时通过节点 1 的测量估计节点 2 的电压幅值
Fig. 11 The voltage value of node 2 estimated by the measurements of node 1 under fault 2

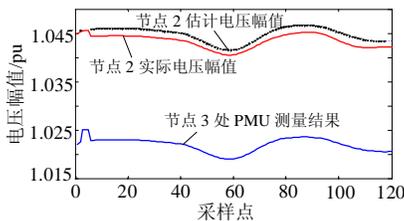


图 12 故障 2 时通过节点 3 的测量估计节点 2 的电压幅值
Fig. 12 The voltage value of node 2 estimated by the measurements of node 3 under fault 2

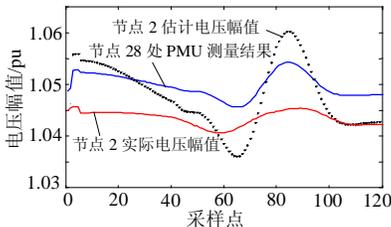


图 13 故障 2 时通过节点 28 的测量估计节点 2 的电压幅值
Fig. 13 The voltage value of node 2 estimated by the measurements of node 28 under fault 2

表 1 故障 1、2 时各 PMU 节点与节点 2 的电气距离
Tab. 1 The electrical distances between the node 2 and other nodes installed PMU under fault 1 and fault 2

节点	1	3	7	10	16	28
与节点 2 电气距离	0.2387	0.0901	0.2152	0.2131	0.2555	0.5510

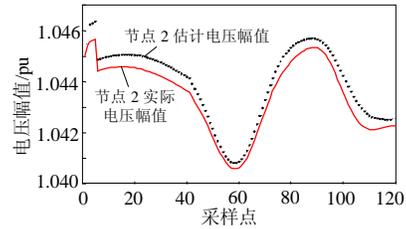


图 14 故障 2 时修正后的节点 2 电压幅值
Fig. 14 The revised voltage value of node 2 under fault 2

4 结论

利用电压灵敏度矩阵可分析节点间电压变化的联系,本文提出了一种基于 SCADA/PMU 混合量测的状态估计方法,该方法解决了当配置的 PMU 量测无法满足电网可观性分析时,如何估计那些未安装 PMU 节点的电压相量。该方法指出了来自不同信息源的数据在动态状态估计中所起的作用,解决了如何利用混合量测完成实时动态状态估计满足在线监测的要求。仿真结果表明该方法具有相对较高的估计精度,具有一定的实用前景。

参考文献

- [1] 薛禹胜. 时空协调的大停电防御框架: (一)从孤立防线到综合防御[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(1): 8-16.
Xue Yusheng. Space-time cooperative framework for defending blackouts: part I from isolate defense lines to coordinate defending [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(1): 8-16(in Chinese).
- [2] 薛禹胜. 时空协调的大停电防御框架: (二)广域信息、在线量化分析和自适应优化控制[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(2): 1-10.
Xue Yusheng. Space-time cooperative framework for defending blackouts: part II reliable information, quantitative analysis and adaptive controls[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(2): 1-10(in Chinese).
- [3] 薛禹胜. 时空协调的大停电防御框架: (三)各道防线内部的优化和不同防线之间的协调[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(3): 1-10.
Xue Yusheng. Space-time cooperative framework for defending blackouts: part III optimization and coordination of defense-lines [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(3): 1-10(in Chinese).
- [4] 印永华, 郭剑波, 赵建军, 等. 美加“8.14”大停电事故初步分析及应吸取的教训[J]. 电网技术, 2003, 27(10): 1-6.
Yin Yonghua, Guo Jianbo, Zhao Jianjun, et al. Preliminary analysis of large scale blackout in interconnected north America power grid on August 14 and lessons to be drawn[J]. Power System Technology, 2003, 27(10): 1-6(in Chinese).
- [5] 刘永奇, 谢开. 从调度角度分析 8.14 美加大停电[J]. 电网技术, 2004, 28(8): 2-7.
Liu Yongqi, Xie Kai. Analysis on blackout of interconnected north America power grid occurred on Aug. 14, 2003 from the viewpoint of power system dispatching[J]. Power System Technology, 2004, 28(8): 2-7(in Chinese).

- [6] 许树楷, 谢小荣, 辛耀中. 基于同步相量测量技术的广域测量系统应用现状及发展前景[J]. 电网技术, 2005, 29(2): 44-49.
Xu Shukai, Xie Xiaorong, Xin Yaozhong. Present application situation and development tendency of synchronous phasor measurement technology based wide area measurement system [J]. Power System Technology, 2005, 29(2): 44-49(in Chinese).
- [7] 常乃超, 兰洲, 甘德强, 等. 广域测量系统在电力系统分析及控制中的应用综述[J]. 电网技术, 2005, 29(10): 46-52.
Chang Naichao, Lan Zhou, Gan Deqiang, et al. A survey on applications of wide-area measurement system in power system and control[J]. Power System Technology, 2005, 29(10): 46-52(in Chinese).
- [8] 王英涛, 印永华, 蒋宜国, 等. 我国实时动态监测系统的发展现状及实施策略的研究[J]. 电网技术, 2005, 29(11): 44-48.
Wang Yingtao, Yin Yonghua, Jiang Yiguo, et al. Study on current development situation and implementation strategy of real-time dynamic monitoring system in power system in China[J]. Power System Technology, 2005, 29(11): 44-48(in Chinese).
- [9] 李丹, 韩福坤, 郭子明, 等. 华北电网广域实时动态监测系统[J]. 电网技术, 2004, 28(23): 52-56.
Li Dan, Han Fukun, Guo Ziming, et al. Wide-area real time dynamic security monitoring system for north China power grid[J]. Power System Technology, 2004, 28(23): 52-56(in Chinese).
- [10] 王兆家, 岑宗浩, 陈汉中. 华东电网多功能功角实时监测系统的开发及应用[J]. 电网技术, 2002, 26(8): 73-77.
Wang Zhaojia, Cen Zonghao, Chen Hanzhong. Development of multi-function realtime power angle monitoring system for east China power grid and its application[J]. Power System Technology, 2002, 26(8): 73-77(in Chinese).
- [11] 肖晋宇, 谢小荣, 李建, 等. 电网广域动态安全监测系统及其动态模拟试验[J]. 电网技术, 2004, 28(6): 5-9.
Xiao Jinyu, Xie Xiaorong, Li Jian, et al. Wide-area dynamic security monitoring system for power network and its dynamic simulation [J]. Power System Technology, 2004, 28(6): 5-9(in Chinese).
- [12] 谢小荣, 李红军, 吴京涛, 等. 同步相量技术应用于电力系统暂态稳定性控制的可行性分析[J]. 电网技术, 2004, 28(1): 10-14.
Xie Xiaorong, Li Hongjun, Wu Jingtao, et al. Feasibility study on using synchrophasor technology for power system transient stability control[J]. Power System Technology, 2004, 28(1): 10-14(in Chinese).
- [13] 王克英, 穆钢, 陈学允. 计及 PMU 的状态估计精度分析及配置研究[J]. 中国电机工程学报, 2001, 21(8): 29-33.
Wang Keying, Mu Gang, Chen Xueyun. Precision improvement and PMU placement studies on state estimation of a hybrid measurement system with PMUs[J]. Proceedings of the CSEE, 2001, 21(8): 29-33(in Chinese).
- [14] 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(in Chinese).
- [15] 白宏, 周苏荃. 基于相量测量单元的新息图法状态估计[J]. 电网技术, 2005, 29(22): 56-60.
Bai Hong, Zhou Suquan. Innovation graph state estimation based on phasor measurements unit[J]. Power System Technology, 2005, 29(22): 56-60(in Chinese).
- [16] 刘辉乐, 刘天琪, 彭锦新. 基于 PMU 的分布式电力系统动态状态估计新算法[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(4): 34-39.
Liu Huile, Liu Tianqi, Peng Jinxin. New distributed power system dynamic state estimation algorithm based on PMU[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(4): 34-39(in Chinese).
- [17] 李强, 周京阳, 于尔铿, 等. 基于混合量测的电力系统状态估计混合算法[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(19): 31-35.
Li Qiang, Zhou Jingyang, Yu Erkeng, et al. A hybrid algorithm for power system state estimation based on PMU measurement and SCADA measurement[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(19): 31-35(in Chinese).
- [18] Lagonotte P, Sabonnadjere J C, Leost J Y, et al. Structural analysis of the electrical system: application to secondary voltage control in France[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1989, 4(2): 479-486.
- [19] 王耀瑜, 张伯明, 孙宏斌, 等. 一种基于专家知识的电力系统电压/无功分级分布式优化控制分区方法[J]. 中国电机工程学报, 1998, 18(3): 221-224.
Wang Yaoyu, Zhang Boming, Sun Hongbin, et al. An expert knowledge based subarea division method for hierarchical and distributed electric power system voltage/var optimization and control[J]. Proceedings of the CSEE, 1998, 18(3): 221-224(in Chinese).
- [20] 丁晓群, 黄伟, 章文俊, 等. 基于电压控制区的主导节点电压校正方法[J]. 电网技术, 2004, 28(14): 44-48.
Ding Xiaqun, Huang Wei, Zhang Wenjun, et al. A pilot bus voltage correction method based on voltage control area[J]. Power System Technology, 2004, 28(14): 44-48(in Chinese).
- [21] 龙启峰, 丁晓群, 刘小波, 等. 基于可控主导节点的电压分区及电压校正研究[J]. 电网技术, 2005, 29(24): 59-62.
Long Qifeng, Ding Xiaqun, Liu Xiaobo, et al. Study of voltage partition based on controllable pilot nodes and voltage correction[J]. Power System Technology, 2005, 29(24): 59-62(in Chinese).
- [22] 诸骏伟. 电力系统分析[M]. 北京: 中国电力出版社, 1995.
- [23] 吴冀湘, 涂光瑜, 罗毅. 基于模糊模式识别的分布式电压控制实时分区算法[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(3): 34-37.
Wu Jixiang, Tu Guangyu, Luo Yi. A real-time regions identification based on fuzzy pattern recognition for distributed voltage control [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(3): 34-37(in Chinese).

收稿日期: 2006-11-03。

作者简介:

李大虎(1978—), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统稳定与控制、同步相量测量技术在电力系统中的应用;

曹一家(1969—), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统稳定与控制、电力系统信息化、智能系统理论与应用等。

(责任编辑 马晓华)