

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240902

电力系统中的 RTU 测量非同步分析及其校正方法研究

林俊杰¹, 陈冰冰¹, 郭宜通¹, 宋文超², 江昌旭¹, 陆超²

(1. 福州大学电气工程与自动化学院, 福建 福州 350108; 2. 新型电力系统运行与控制全国重点实验室
(清华大学电机工程与应用电子技术系), 北京 100086)

摘要: 远程终端单元(remote terminal unit, RTU)是当前电网中最主要的测量终端, 但是其量测量没有统一时标, 更新频率低, 而且存在不确定性的传输时延。而同步相量测量单元(phasor measurement unit, PMU)具有高同步、高精度等特点, 成为电力系统中重要的数据采集装置。为协调利用这两种测量数据, 首先归纳出 RTU 量测非同步的来源, 分析了量测数据不同步对状态估计和潮流计算的影响, 并给出了相关的验证结果。并提出基于能量交互算子的量测数据相关性分析方法。该方法应用同步数据间相关性最大的原理, 利用 PMU 所产生的精确数据来同步 RTU 数据, 为混合测量系统确定测量基准时刻。通过对 IEEE39 节点电网和广东 83 节点实际电网的仿真, 结果表明该方法能有效校正量测数据非同步以及改善状态估计和潮流计算精度。

关键词: 同步相量测量单元; 远程终端单元; 电力系统; 状态估计; 潮流计算; 数据对齐

Research on asynchronous analysis and correction method of RTU measurement in power systems

LIN Junjie¹, CHEN Bingbing¹, GUO Yitong¹, SONG Wenchao², JIANG Changxu¹, LU Chao²

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China; 2. National Key Laboratory for Operation and Control of New Power Systems (Department of Electrical Engineering and Applied Electronics, Tsinghua University), Beijing 100086, China)

Abstract: The remote terminal unit (RTU) is the main measurement terminal in power grids, but its measurements lack a unified timestamp, has low update frequency, and is affected by uncertain transmission delays. In contrast, the phasor measurement unit (PMU) offers high synchronization and accuracy, and has become an important data acquisition device in modern power systems. To enable coordinated use of these two types of measurement data, this paper first summarizes the sources of RTU non-synchronous measurements and analyzes the influence of non-synchronous measurement data on state estimation and power flow calculation, with supporting verification results. A measurement data correlation analysis method is proposed based on energy interaction operator. The method applies the principle of maximum correlation among synchronous data and uses the accurate data from PMU to align RTU measurements, establishing a reference timestamp for hybrid measurement systems. Simulations on the IEEE 39-node grid and a real 83-node grid in Guangdong province show that the proposed method can effectively correct the non-synchronous measurement data and improve the accuracy of state estimation and power flow calculation.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52407087).

Key words: phasor measurement unit; remote terminal unit; electric power system; state estimation; load flow calculation; data alignment

0 引言

新型电力系统通常包括分布式能源资源

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52407087); 新型电力系统运行与控制全国重点实验室开放基金课题资助(SKLD23KZ06)

(distributed energy resources, DER)和微网等新能源形态, 这些形态使得电力系统具有复杂性和不确定性。因此, 电网的实时测量与监控成为确保电力系统安全、稳定运行的关键一环^[1-2]。随着电力系统状态监测技术的发展、电网结构复杂性的提高, 电力采集数据呈现出规模大、更新速度快、多源异构的特点^[3-5]。电力系统调度运行的采集数据来自于数据

采集与监视控制系统(supervisory control and data acquisition, SCADA)和广域测量系统(wide area measurement system, WAMS)等,虽然各数据的来源与格式有较大差别,但其中蕴含着大量与电网运行相关的信息^[6]。

SCADA系统和WAMS的测量终端分别是远程终端单元(remote terminal unit, RTU)和同步相量测量单元(phasor measurement unit, PMU)。由于以全球定位系统(global position system, GPS)、北斗为代表的卫星同步授时系统的发展并投入使用,基于卫星授时的PMU可在广域电网上实现同步测量^[7]。而RTU量测和PMU量测是通过不同的系统以及技术平台进行采集,并且RTU测量不具有同步时标,因此,这两者的量测数据在时间同步性方面存在较大差异。若直接将它们整合为混合测量数据,以服务于电力系统的状态估计、潮流计算等分析与计算功能,将会引发一系列数据兼容性问题,导致无法发挥PMU量测的最大作用,甚至还会降低传统状态估计的性能^[8-11]。

考虑配置经济性等问题,PMU装置部署无法在短期内满足电力系统全局可观性的要求,因此,已在电网中广泛部署的RTU量测仍是主要的信息源,在此基础上,逐步增加PMU量测,构成混合量测系统,是当前提升电力测量数据质量的主要途径^[12]。然而,要应用混合量测进行面向电网调度运行的分析和计算,不同来源数据的时间同步性必须得到保证。因此,协调RTU量测和PMU量测,使得二者数据同步至关重要。

目前,针对电网量测的同步问题国内外学者已进行了初步的研究。首先,依赖于数据特性的方法,如皮尔逊相关度分析^[13]和最小化差值法^[14],虽然因其简单直观、易于操作而受到青睐,但在处理非线性数据或受噪声干扰的数据时,其效果往往不佳,难以保证同步的准确性。其次,模型复杂度高的方法,如基于相关性评估和模型函数求解的方法^[15]以及低秩矩阵恢复法^[16],虽然考虑了数据的时序特征或能应对时标偏差信息缺失,但实施难度大、计算复杂,且受参数选择影响显著。此外,还有一些如固定时间间隔的数据滚动存储^[17]、概率性时间对齐算法^[18]以及针对不同类型测量的数据融合策略方法^[19],虽在某些特定场景下有效,却分别受限于非周期性数据、延时随机性影响以及测量类型多样性带来的挑战。最后,文献[20-24]针对多种量测设备采样间隔不同的问题,提出了应用状态估计的方法对齐不同量测设备的时标,然而这类方法均未考虑量测数据的时序特征,可能无法完全反映数据的真

实情况。

总体而言,现有方法存在线性关系依赖、受噪声或异常值影响、模型函数复杂、适用性有限且实时性不强等问题。基于多维时序数据相关性挖掘的方法是解决测量非同步一种快速而有效的途径,但现有相关性分析方法缺乏对全局数据的评估,没有充分利用测量蕴含的信息。因此,本文首先归纳出RTU量测非同步的来源,分析了量测数据不同步对状态估计和潮流计算的影响并给出相关验证结果;其次提出一种基于能量交互算子的量测数据相关性分析方法,它引入能量交互算子这一非线性测度来量化两条多维时间序列的交互性,并应用数据相关度分析理论,以高频、高精度的PMU量测数据为基准,获得与PMU量测同一时间断面上的RTU量测,致力于解决量测时延情况下的数据非同步问题。该方法在实现数据利用最大化的同时还能反映多维量测数据的全局一致性;与依赖于线性关系的传统方法相比,其能够较好地处理非线性关系的数据;与基于概率分布或状态估计的方法相比,它具有更强的实时性和更广泛的应用场景适应性。

1 电力系统测量数据非同步

量测非同步对数据的精确性和时效性造成了不利影响,进而对电力系统的状态估计与潮流计算的准确性产生了显著干扰。特别是在系统遭遇扰动时,非同步的测量数据会引入较大的误差,严重影响了电力系统的稳定运行和精确控制。以下主要归纳了RTU测量非同步的来源,分析量测数据不同步对状态估计和潮流计算的影响并给出相关验证结果。

1.1 RTU测量非同步的来源

RTU装置的测量采集方式可以分为3种,适用于不同的应用场景。循环远动适用于周期性数据的采集和监测,在周期性任务较多或需要实时监测数据的场景下常被使用;问答远动适用于主站主动查询特定数据或控制操作;自发远动可以根据电压异常、开关状态变化等事件触发条件,主动向主站报告相关信息,适用于实时事件上报和异常处理。

RTU的遥测变化采集方式是最主要的实时采集方式。在遥测变化采集中,为了防止因噪声等干扰信号导致误判,通常会设置一定的变化阈值(也称作死区)。只有当采样的变化量超过阈值时,才会被认为是真正的变化,并进行采集和传输。通常死区的大小取编码范围的0.1%~0.5%。其遥测变化报告一般有两种方式:报告最新变化或报告所有变化。RTU遥测变化检测间隔无标准值,典型值大约为每

200 ms 检测一次。

由于不同安装地点间缺乏共同的时标, 并且因为 RTU 通常使用串口进行数据传输, 而串口传输存在一定的传输延迟。另外, 数据传输在各个环节的延时不同, 导致控制中心收到的数据来自不同时刻。由于数据在传输过程中需要经过编码、传输、解码等步骤, 传输延迟也会导致不同 RTU 之间的数据到达时间存在差异。除此之外, 还有通信带宽限制等因素对同步性造成影响, 从而造成不同步现象^[25-26]。

从上述分析中可以看出, 造成 RTU 测量非同步的主要影响因素有死区阈值、遥测变化检测时间间隔、循环远动间隔时间以及传输时延^[27]。理论上, RTU 测量数据的非同步时间范围至少会大于遥测变化的检测间隔, 为百毫秒级, 最大可能会达到遥测变化的间隔或循环远动周期(标准规定小于 3 s, 通常为 0.5~2 s)与通信时延之和^[28-29]。

1.2 测量非同步对状态估计和潮流计算的影响

PMU 可以实现电网状态相量的异地同步测量, 具有统一时标, 采样频率高(25~100 Hz^[30]), 然而 RTU 的采样既不同步, 也没有统一的时标, 采样周期为 0.5~2 s, 二者存在一定的量测时延^[31]。

下文将分别从状态估计(state estimation, SE)的量测方程以及潮流误差产生过程来推导测量非同步对状态估计和潮流计算带来的影响^[32-33]。

1.2.1 测量非同步对估计精度的影响

状态估计的量测方程可表示为

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e} \quad (1)$$

式中: $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ 为状态变量到量测向量的非线性映射, 即量测函数; \mathbf{x} 为状态变量; \mathbf{e} 为量测误差向量, 当考虑量测时延后, 量测误差除了一般考虑的正态分布的量测噪声 \mathbf{v} 外, 还应该考虑由测量非同步造

$$E(\mathbf{b}\mathbf{b}^T) = \begin{bmatrix} E(t_1^2)\rho_1^2 & E(t_1)E(t_2)\rho_1\rho_2 & \cdots & E(t_1)E(t_m)\rho_1\rho_m \\ E(t_1)E(t_2)\rho_1\rho_2 & E(t_2^2)\rho_2^2 & \cdots & E(t_2)E(t_m)\rho_2\rho_m \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ E(t_1)E(t_m)\rho_1\rho_m & E(t_2)E(t_m)\rho_2\rho_m & \cdots & E(t_m^2)\rho_m^2 \end{bmatrix} \quad (6)$$

量测时延 t_i 期望值 $E(t_i) = (t_{i\min} + t_{i\max})/2$, 方差 $D(t_i) = (t_{i\max} - t_{i\min})^2/12$, t_i 服从 $[t_{i\min}, t_{i\max}]$ 上的均匀分布, 可得 t_i^2 期望值 $E(t_i^2) = D(t_i) + (E(t_i))^2$ 。当量测配置、系统拓扑以及参数确定时, 式(5)的 \mathbf{D} 恒定, 故量测时延对估计效果的影响主要与量测时延期望值、方差以及量测的变化率有关。

估计误差协方差阵的对角元表示基于量测系统可能获得的估计效果, 是评价量测系统配置质量的重要指标^[32]。设 $T(\mathbf{P})$ 为估计误差协方差阵的对

成的量测时延偏差 \mathbf{b} , \mathbf{b} 与量测时延 t 和量测变化率 ρ 有关, 呈线性关系。

量测估计误差(即残差)是

$$\mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}) = \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}) \quad (2)$$

式中: \mathbf{z} 和 $\hat{\mathbf{z}}$ 分别为测量量的真实值和估计值; $\mathbf{H}(\cdot)$ 为测量函数的雅可比矩阵; $\hat{\mathbf{x}}$ 为状态变量的估计值。

量测估计误差方差阵为

$$E[(\mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}})(\mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}})^T] = E\{[\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}})] \cdot [\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}})]^T\} = \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})E[(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}})(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}})^T]\mathbf{H}^T(\hat{\mathbf{x}}) \quad (3)$$

式中: E 为数学期望; $E[(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}})(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}})^T]$ 为状态估计误差方差阵。

根据式(1)可以求得考虑量测时延差时的误差协方差阵为

$$E[(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}})(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}})^T] = E\{[(\mathbf{H}^T\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H})^{-1}\mathbf{H}^T\mathbf{R}^{-1}(\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}))] \cdot [(\mathbf{H}^T\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H})^{-1}\mathbf{H}^T\mathbf{R}^{-1}(\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}))]^T\} = E\{[(\mathbf{H}^T\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H})^{-1}\mathbf{H}^T\mathbf{R}^{-1}(\mathbf{v} + \mathbf{b})] \cdot [(\mathbf{H}^T\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H})^{-1}\mathbf{H}^T\mathbf{R}^{-1}(\mathbf{v} + \mathbf{b})]^T\} \quad (4)$$

式中: $\mathbf{R} = E(\mathbf{v}\mathbf{v}^T)$ 为量测误差方差阵; \mathbf{v} 和 \mathbf{b} 独立。

设 $(\mathbf{H}^T\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H})^{-1}\mathbf{H}^T\mathbf{R}^{-1} = \mathbf{D}$, 则式(4)可变为

$$E[(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}})(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}})^T] = \mathbf{P} = \mathbf{D}\mathbf{E}(\mathbf{b}\mathbf{b}^T)\mathbf{D}^T + \mathbf{G}^{-1} \quad (5)$$

式中: $\mathbf{G} = \mathbf{H}^T\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}$ 为信息矩阵; \mathbf{G}^{-1} 为不考虑量测时延差时的估计误差协方差阵; 量测 i 的量测时延偏差可表示为: $b_i = t_i\rho_i$, t_i 、 ρ_i 分别为量测 i 的量测时延和量测变化率, b_i 服从 $[b_{i\min}, b_{i\max}]$ 上的均匀分布, 则

角元之和, $T(\mathbf{P})$ 越大, 估计精度越低。当所有量测量的量测时延期望值为 0, 即所有量测不存在时延差, 此时:

$$E(\mathbf{b}\mathbf{b}^T) = \begin{bmatrix} D(t_1)\rho_1^2 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & D(t_2)\rho_2^2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & D(t_m)\rho_m^2 \end{bmatrix} \quad (7)$$

即获得最优的估计精度。此时, 量测时延对估计精度的影响只与时延方差和量测变化率有关。

1.2.2 量测数据误差对潮流误差的影响分析

对于有 a 个节点和 b 条支路的电力系统，电力系统量测方程建立了量测数据与系统状态之间的关系，如式(8)所示。

$$\mathbf{z}_{\text{meas}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}) + \mathbf{e}_{\text{meas}} \quad (8)$$

式中： \mathbf{z}_{meas} 为电力系统量测终端能够提供的量测向量，假设其为 $h \times 1$ 维，即量测终端能够提供 h 个量测点； $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ 为状态变量到量测向量的非线性映射，即量测函数； \mathbf{e}_{meas} 为量测数据的量测误差向量，为 $k \times 1$ 维。同样，当考虑量测时延后，量测误差包括量测噪声和由测量非同步造成的量测时延偏差。

对于潮流计算，定义潮流误差向量 \mathbf{e}_{pf} 为利用所选取的量测方程和对应的量测数据求解出来的状态向量 \mathbf{x}_{pf} 与电力系统真实的状态向量 \mathbf{x} 之间的差值。因此，潮流误差 \mathbf{e}_{pf} 由量测数据误差 \mathbf{e}_{meas} 引起，且潮流误差的大小与量测数据误差 \mathbf{e}_{meas} 和量测方程 \mathbf{f} 有关。下面主要针对量测误差对潮流误差的影响大小进行分析。

假设量测误差 \mathbf{e}_{meas} 服从随机分布 \mathbf{p}_{meas} ，潮流误差 \mathbf{e}_{pf} 服从随机分布 \mathbf{p}_{pf} 。 \mathbf{p}_{meas} 和 \mathbf{p}_{pf} 都是随机分布函数列向量。

衡量潮流结果的准确性应考虑潮流误差的概率分布，定义潮流误差绝对值的期望 e_{pf}^p 为

$$e_{\text{pf}}^p = \sum_{i=1}^{2n} \int_{-\infty}^{+\infty} |e_{\text{pf},i}| p_{\text{pf},i} d(e_{\text{pf},i}) \quad (9)$$

式中： $e_{\text{pf},i}$ 为 \mathbf{e}_{pf} 中的第 i 个元素； $p_{\text{pf},i}$ 为 \mathbf{p}_{pf} 中的第 i 个随机分布函数。

根据式(9)可知，潮流误差的影响因素为量测误差随机分布 \mathbf{p}_{meas} 和量测方程 \mathbf{f} 。当量测向量 \mathbf{z} 中不存在量测误差时，量测方程满足式(10)。

$$\mathbf{z}_{\text{re}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}_{\text{re}}) \quad (10)$$

式中： \mathbf{z}_{re} 为 \mathbf{z} 所对应的真值； \mathbf{x}_{re} 为真实的状态向量。当量测向量 \mathbf{z} 存在量测误差 \mathbf{e}_{meas} 时，状态向量 \mathbf{x} 也会随之增加潮流误差 \mathbf{e}_{pf} ，即

$$\mathbf{z}_{\text{re}} + \mathbf{e}_{\text{meas}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}_{\text{re}} + \mathbf{e}_{\text{pf}}) \quad (11)$$

对式(11)右侧一阶泰勒展开：

$$\mathbf{z}_{\text{re}} + \mathbf{e}_{\text{meas}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}_{\text{re}}) + \left. \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\mathbf{x}_{\text{re}}} \mathbf{e}_{\text{pf}} \quad (12)$$

将式(10)代入式(12)，从而得到量测误差 \mathbf{e}_{meas} 与潮流误差 \mathbf{e}_{pf} 之间的关系如式(13)所示。

$$\begin{cases} \mathbf{e}_{\text{meas}} = \mathbf{J} \times \mathbf{e}_{\text{pf}} \\ \mathbf{J} = \left. \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\mathbf{x}_{\text{re}}} \end{cases} \quad (13)$$

矩阵 \mathbf{J} 不是方阵，因为 \mathbf{e}_{pf} 的自由度是 $2a$ ，而 \mathbf{e}_{meas} 的自由度大于 $2a$ ，当 \mathbf{e}_{meas} 取值确定后， \mathbf{e}_{pf} 无法通过合理取值保证式(13)等号绝对成立，因此 \mathbf{e}_{pf} 是通过最小二乘原则获取的。基于此，能够得到潮流误差 \mathbf{e}_{pf} 与量测误差 \mathbf{e}_{meas} 的关系为

$$\begin{cases} \mathbf{e}_{\text{pf}} = \mathbf{J}_{\text{LS}} \times \mathbf{e}_{\text{meas}} \\ \mathbf{J}_{\text{LS}} = (\mathbf{J}^T \mathbf{J})^{-1} \mathbf{J}^T \end{cases} \quad (14)$$

将矩阵 \mathbf{J}_{LS} 写成式(15)形式。

$$\mathbf{J}_{\text{LS}} = \begin{bmatrix} J_{1,1}^- & J_{1,2}^- & \cdots & J_{1,m}^- \\ J_{2,1}^- & J_{2,2}^- & \cdots & J_{2,m}^- \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ J_{2n,1}^- & J_{2n,2}^- & \cdots & J_{2n,m}^- \end{bmatrix} \quad (15)$$

潮流误差 \mathbf{e}_{pf} 与量测误差 \mathbf{e}_{meas} 之间的近似关系通过式(14)给出，用来衡量每个量测点的量测误差对潮流误差产生影响的相对大小。量测方程一旦确定，量测方程所对应的量测数据也随之确定。在这种情况下，唯一能够提高潮流结果准确性的方法是减小所选择量测数据的量测误差。减小所选择量测数据的量测误差，一方面可以采用较高精度的测量设备，另一方面则是提高测量数据同步性，尽量减小由测量非同步造成的量测误差。

1.3 测量非同步影响的验证

为了验证量测数据非同步对状态估计以及潮流计算的影响，下面针对 IEEE39 节点系统数据不同步情况下状态估计结果以及节点间的线路潮流计算结果进行分析。

假设系统在第 7 s 时刻发生故障，7.5 s 时刻故障清除。如图 1 所示，非同步情况下的状态估计的残差平方和发生突变，此时非同步状态估计结果与真实值相差很大，随着故障扰动结束，残差平方和又逐渐恢复到稳定。取 6~10 s(即故障发生阶段)的状态估计与潮流计算结果分别进行不同同步误差时间情况下与真实值的误差对比，如图 2 所示。可以看到，随着同步误差时间增大，状态估计和潮流计算结果与真实值的偏差也随之增大。

进一步地，给出同步误差时间为 0.5 s 时的状态估计与潮流计算结果，如图 3 所示。蓝色曲线表示真实值，红色和绿色曲线则分别表示非同步情况下

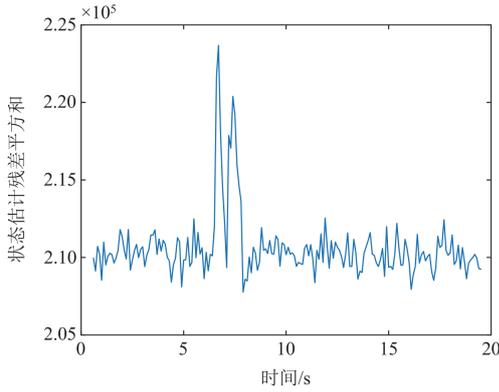


图 1 非同步状态估计残差平方和

Fig. 1 Sum of squared residuals of the asynchronous state estimation

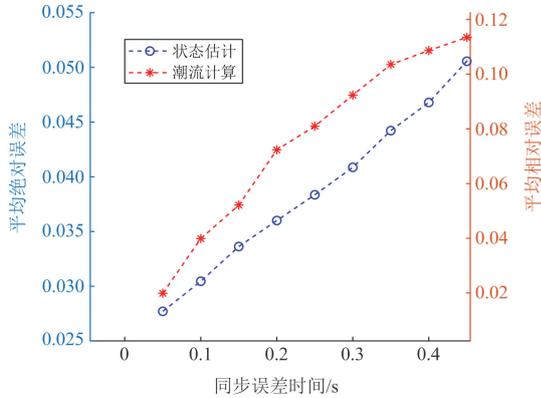


图 2 误差对比图

Fig. 2 Error contrast chart

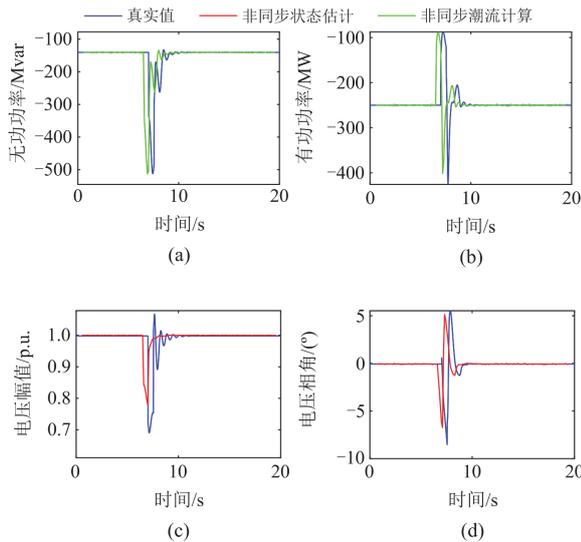


图 3 非同步情况下状态估计与潮流计算结果对比图

Fig. 3 Comparison of state estimation and power flow calculation results under non-synchronous conditions

状态估计和潮流计算结果。从图中可以很直观地看出, 在故障发生时刻和故障恢复时刻, 系统状态波动幅度较大, 较小的非同步偏差都能使得测量值产生较大误差, 此时非同步状态估计及潮流计算结果的偏差都较大, 随着故障扰动结束, 在稳态时, 曲线波动幅度较小, 非同步情况下状态估计及潮流计算结果与真实值能较好地拟合, 此时量测数据非同步造成的影响较小。

2 基于相关分析的测量数据非同步校正

为确保 PMU 量测与 RTU 量测的高效融合, 降低测量非同步所带来的误差干扰显得尤为重要。本文应用数据相关度分析理论, 提出一种基于能量交互算子的量测数据相关性分析方法, 通过调整 RTU 测量数据的时间参数, 探寻能够使 PMU 数据与 RTU 数据相关度达到最大值的时刻, 进而实现两者的时间同步, 并为 RTU 测量确定一个可靠的基准时刻。

2.1 基于能量交互算子的量测数据相关性分析

定义电力系统终端设备测量序列为

$$\mathbf{Z}(t) = (\mathbf{z}_1(t), \dots, \mathbf{z}_i(t), \dots, \mathbf{z}_n(t)), \quad (16)$$

$$(i = 1, \dots, n; t = 1, \dots, l)$$

式中: t 表示观察的时间点; l 表示样本量; n 表示变量的个数。为使后续的相关性研究结果更准确, RTU 和 PMU 测量数据的时间序列变量均采用电压幅值, 节点注入有功、无功功率以及相关支路的有功、无功功率, 由此构成两条多维时间序列。

衡量不同测量信号在时域上的同步关系的常用方法是求取不同测量的相关系数。定义 RTU 量测数据构成的多维时间序列为 $\mathbf{Z}_{\text{RTU}} = (\mathbf{z}_{\text{rtu},1}, \mathbf{z}_{\text{rtu},2}, \dots, \mathbf{z}_{\text{rtu},n})$, PMU 量测数据构成的多维时间序列为 $\mathbf{Z}_{\text{PMU}} = (\mathbf{z}_{\text{pmu},1}, \mathbf{z}_{\text{pmu},2}, \dots, \mathbf{z}_{\text{pmu},n})$, t 时刻它们之间的能量交互定义为

$$\Psi_{\text{MB}}(\mathbf{Z}_{\text{RTU}}, \mathbf{Z}_{\text{PMU}}) = \mathbf{Z}_{\text{RTU}}(t)\mathbf{Z}_{\text{PMU}}(t)^{\text{T}} - \frac{1}{2} \times \mathbf{Z}_{\text{RTU}}(t+1)\mathbf{Z}_{\text{PMU}}(t-1)^{\text{T}} - \frac{1}{2} \times \mathbf{Z}_{\text{RTU}}(t-1)\mathbf{Z}_{\text{PMU}}(t+1)^{\text{T}}$$

同理可得, $\mathbf{Z}(t)$ 在 t 时刻的能量定义为

$$\Psi(\mathbf{Z}) = \mathbf{Z}(t)\mathbf{Z}(t)^{\text{T}} - \frac{1}{2} \times \mathbf{Z}(t+1)\mathbf{Z}(t-1)^{\text{T}} - \frac{1}{2} \times \mathbf{Z}(t-1)\mathbf{Z}(t+1)^{\text{T}}$$

因此, $\mathbf{Z}(t)$ 的能量矩阵定义为

$$\Psi_{\text{MTS}}(\mathbf{Z}) = \sum_{t=1}^l \Psi(\mathbf{Z}(t)) \quad (19)$$

若有

$$\begin{aligned} Erui(\mathbf{Z}_{\text{RTU}}, \mathbf{Z}_{\text{PMU}}) &= \sum_{i=1}^n w_i |\langle \mathbf{a}_i, \mathbf{b}_i \rangle| = \\ & \sum_{i=1}^n w_i |\cos \theta_i| \leq \varepsilon \end{aligned} \quad (20)$$

则称多维时间序列 \mathbf{Z}_{RTU} 和 \mathbf{Z}_{PMU} 相似。

式中: $\langle \mathbf{a}_i, \mathbf{b}_i \rangle$ 为 \mathbf{a}_i 与 \mathbf{b}_i 的内积运算, \mathbf{a}_i 、 \mathbf{b}_i 分别为 \mathbf{Z}_{RTU} 和 \mathbf{Z}_{PMU} 的能量矩阵的右奇异向量; θ_i 表示 \mathbf{a}_i 与 \mathbf{b}_i 之间的角度; ε 为相似性阈值; \mathbf{w} 为基于能量矩阵奇异值的权值向量, $\mathbf{w} = [w_1, w_2, \dots, w_i, \dots, w_n]$, 其中 w_i 的具体表达式为

$$\mathbf{w}' = \sum_{i=1}^N \lambda_{M_i} \quad (21)$$

$$w_i = w'_i / \sum_{j=1}^n w'_j \quad (22)$$

式中: λ_{M_i} 为能量矩阵的奇异值向量; N 为多维时间序列个数; $\sum w_i = 1, w_i > 0, (i = 1, \dots, n)$ 。

$Erui(\mathbf{Z}_{\text{RTU}}, \mathbf{Z}_{\text{PMU}})$ 表示 PMU 序列和 RTU 序列的相似度, 通常在 $[0, 1]$ 范围内取值, 值越大, PMU 数据与 RTU 数据越相似, 相似性最高时, 可认为其在时间上属于同一断面。

本方法通过比较 PMU 序列和 RTU 序列的能量主成分之间的差异来度量二者之间的相似性, 实质上是比较多维时间序列能量矩阵之间的相似性。多维时间序列能量矩阵包含了多维时间序列的时态信息及其相对变化, 充分描述了多维时间序列的本质特征。因此, 在对不同测量信号的相似性度量中, 本文所用的方法比传统相似性度量方法更有效。

2.2 混合测量基准时刻确定

由于 PMU 和 RTU 数据的时间尺度不一样, RTU 数据甚至没有时标, 所以需要选出合适的数据来源作为基准, 将剩下数据源的量测数据都与之同步。本节主要作以下两点考虑:

1) 考虑到 PMU 数据具有毫秒级的更新周期和传输时延, 并且各 PMU 装置在 GPS 时间基准下严格同步采样, 其量测都带有精确时标, 因此本文选择 PMU 数据作为基准;

2) RTU 数据没有统一时标, 把 PMU 量测与 RTU 量测同时用于高级应用时, 需要进行数据对齐并考虑时延, 避免 PMU 量测的同步性被大量时间断面一致性差的 RTU 数据所淹没。

假设为了确定某个测量点混合测量基准时刻,

采用基于能量交互算子的量测数据相关性分析方法求取该测量点一段时间序列的 PMU 量测数据和 RTU 数据的相关系数。

$$Erui(t_1, t_2 + t_{\text{shift}}, \mathbf{w}) = \sum_{i=1}^n w_i |\langle \mathbf{a}_i, \mathbf{b}_i \rangle| = \sum_{i=1}^n w_i |\cos \theta_i| \quad (23)$$

$$t_{\text{shift}} = k \cdot \Delta t \quad (24)$$

式中: t_1 为当前 RTU 测量时刻, 由于 RTU 测量彼此时刻互不统一, 并且没有时标, 所以 t_1 数值未知; t_2 为当前 PMU 测量序列的截止时刻; t_{shift} 为 RTU 测量时间偏移量; Δt 为平移时间步长, $k \in \mathbf{Z}$ 。

$Erui_n(t_1, t_2 + t_{\text{shift}}, \mathbf{w})$ 是按时间顺序排列的 RTU 量测和 PMU 量测的相关系数向量。其中相关系数最大所对应的 PMU 量测时刻即为该测量点混合测量的基准测量时刻:

$$Erui(t_1, t_2 + t_{\text{shift}}, \mathbf{w}) = \max Erui_n(t_1, t_2 + t_{\text{shift}}, \mathbf{w}) \quad (25)$$

$$t' = t_2 + t_{\text{shift}} \quad (26)$$

式中: t' 为混合量测的基准测量时刻。

通过基于能量交互算子的量测数据相关性分析方法编制混合测量基准时刻确定程序, 其流程如图 4 所示。

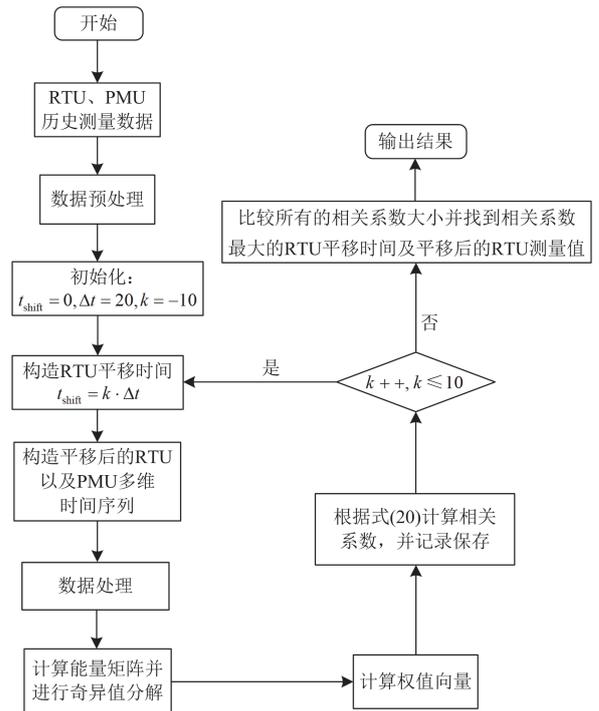


图 4 混合测量基准时刻确定流程图

Fig. 4 Flow chart for determining the time of mixed measurement reference

- 1) 输入 RTU、PMU 历史测量数据;
- 2) 数据预处理: 通过对原始数据进行清洗、插值, 设定数据质量标准, 对不符合标准的数据进行

标记或删除等预处理操作以有效确保数据质量^[34];

3) 初始化: 定义时间偏移量 t_{shift} 和时间步长 $\Delta t = 20$, k 取值-10;

4) 构造 RTU 测量平移量为 $t_{\text{shift}} = k \cdot \Delta t$;

5) 构造平移后的 RTU 序列 \mathbf{Z}_{RTU} 以及作为基准值的 PMU 多维时间序列 \mathbf{Z}_{PMU} ;

6) 采用最小-最大规范化方法处理两条时间序列;

7) 利用 ABR(angle-based representation)算法对 \mathbf{Z}_{RTU} 、 \mathbf{Z}_{PMU} 进行处理, 压缩原序列得到两条新序列 \mathbf{Z}'_{RTU} 、 \mathbf{Z}'_{PMU} ;

8) 选择性删除数据 \mathbf{Z}'_{RTU} 、 \mathbf{Z}'_{PMU} 维度, 使二者维度一致, 表示为: $\mathbf{Z}''_{\text{RTU}}$ 、 $\mathbf{Z}''_{\text{PMU}}$;

9) 根据式(19)分别计算序列 $\mathbf{Z}''_{\text{RTU}}$ 、 $\mathbf{Z}''_{\text{PMU}}$ 的能量矩阵: $\mathbf{E}\mathbf{Z}''_{\text{RTU}}$ 、 $\mathbf{E}\mathbf{Z}''_{\text{PMU}}$;

10) 对能量矩阵进行奇异值分解;

$$[\mathbf{U}, \mathbf{S}, \mathbf{V}] = \text{SVD}(\mathbf{E}\mathbf{Z})$$

11) 根据式(21)和式(22)计算权值向量 \mathbf{w} ;

12) 根据式(20)计算 RTU 测量数据与 PMU 测量数据的相似度, 并记录保存;

13) $k++$, if $k \leq 10$, 重复步骤 4)至步骤 13), 否则进行下一步骤;

14) 比较不同 RTU 测量平移时间对应的相关系数大小, 找到相关系数最大所对应的平移时间以及平移后的 RTU 测量值。

二者数据相似度达到最大值时, 数据接近同步, 从而获得 PMU/RTU 混合测量系统基准测量时刻, 实现利用 PMU 所产生的精确数据来同步 RTU 数据, 并对其加上时间坐标, 完成数据对齐。当所有量测量的量测时延期望值为 0, 即所有量测不存在时延差, 此时状态估计与潮流计算结果可获得最优精度。

3 算例分析

为验证所提方法的有效性, 本节采用仿真数据对所提方法进行测试与验证。所提方法在 Matlab R2021b 实现并运行。

为了评估基于能量交互算子的量测数据相关性分析方法的在线性能, 以同步前后模拟量的真实值和测量值的相对误差作为评价指标, 定义误差校正系数为 γ , 其表达式为

$$\gamma = \frac{\sum_{t=1}^m |U'_{\text{Real}}(t) - U'_{\text{RTU}}(t)|}{\sum_{t=1}^m |U_{\text{Real}}(t) - U_{\text{RTU}}(t)|} \times 100\% \quad (27)$$

式中: U'_{Real} 、 U'_{RTU} 分别表示同步校正后的节点电压真实幅值和 RTU 电压测量幅值; U_{Real} 、 U_{RTU} 分别表示未同步时刻的节点电压真实幅值和 RTU 电压测量幅值。

文中用 γ 来表示同步前后 RTU 测量数据相对于真实数据的误差大小对比情况。则 γ 越小, 同步校正后的误差相比于校正前的误差越小, 校正效果越好。

3.1 IEEE39 节点系统

IEEE39 节点系统的网络结构如图 5 所示, 在系统的 39 个节点上都部署了 PMU 和 RTU 设备用于在线监测。PMU 和 RTU 量测数据都包括了电压幅值、节点注入有功和无功功率, 由此构成两条多维时间序列。模拟 PMU 测量步长为 10 ms, RTU 测量步长为 1 s。设定仿真平移时间单位为 $\Delta t = 20$ ms。

为了模拟实际电网中新能源发电的不确定性和间歇性, 在仿真中添加了双馈风机模型和新能源扰动数据^[35]。系统设置 31 节点布置有双馈感应风力发电机, 新能源扰动数据的引入则是基于韦伯分布的风速模型, 以及电网故障、负荷突变等外部事件引起的系统扰动。

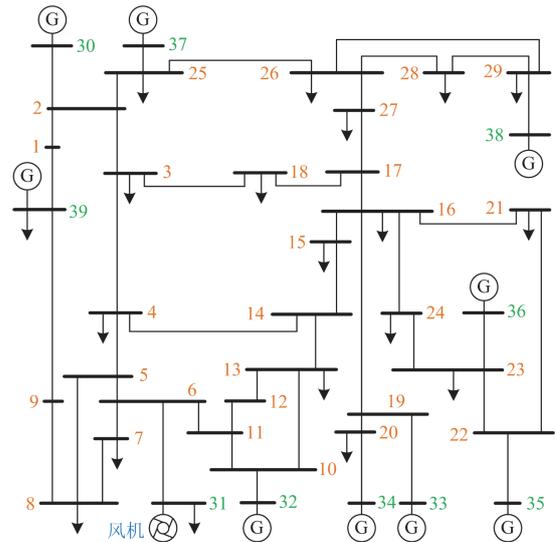


图 5 IEEE39 节点系统拓扑图

Fig. 5 IEEE39-node system topology

系统设置在 20 节点处 4.8 s 时发生短路故障, 5.1 s 时进行重合闸。在仿真数据上添加 $\sigma_{\text{PMU}} = 0.002$ 的高斯分布噪声模拟 PMU 测量, 添加 $\sigma_{\text{RTU}} = 0.005$ 的高斯分布噪声模拟 RTU 测量。假设 RTU 比 PMU 更新时间提前了 960 ms, 对所提算法进行测试, 仿真结果如图 6—图 8 所示。图 6 给出部分节点 PMU-RTU 在不同校正时间下的相似性度量。图 7 为节点 20 同步校正前后 PMU-RTU 曲线对比图。

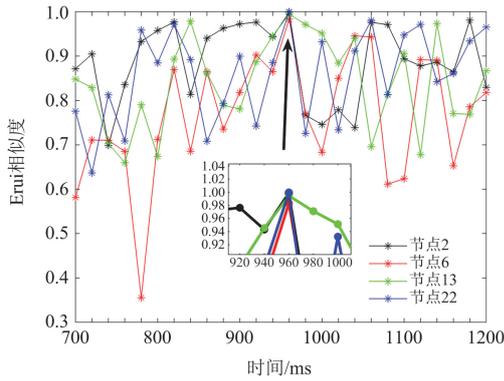


图 6 个别节点 PMU-RTU 相似性度量

Fig. 6 PMU-RTU similarity measurement of individual nodes

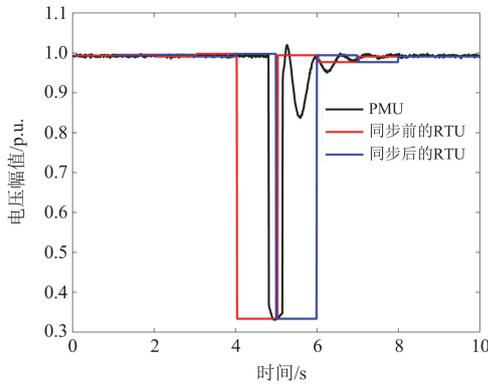


图 7 基于节点 20 同步校正前后 PMU-RTU 曲线对比图

Fig. 7 Comparison of PMU-RTU curves before and after synchronous correction based on node 20

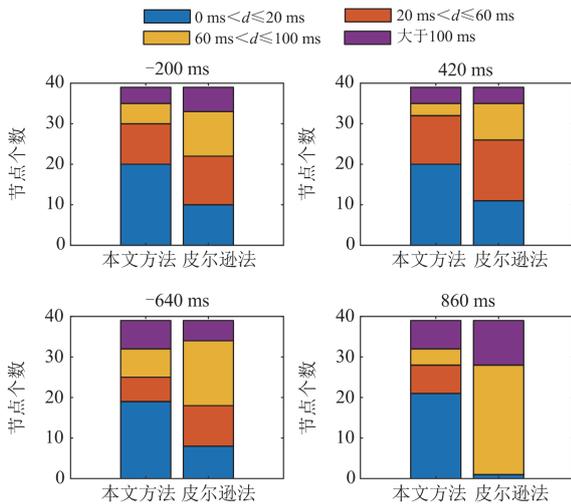


图 8 两种方法的节点量测数据校正结果对比

Fig. 8 Comparison of node measurement data correction results of the two methods

从图 6 可以看出, 将 RTU 模拟值在时间上进行适当偏移后, RTU 量测与 PMU 量测的 Erui 相似度

呈现最大值。因此, 可以根据二者的 Erui 相似度的最大值得出 PMU 与 RTU 量测的更新时延大小, 从而将 RTU 数据在时间上进行平移, 使得二者数据同步, 完成数据非同步校正。从图 7 可以看出, 经过校正后, RTU 测量值变化时刻和实际波动过程基本吻合。

基于上述仿真数据, 应用皮尔逊系数方法^[13]得到量测非同步校正结果与本文方法对比情况如图 8 所示。图 8 由 4 个子图组成, 分别是同步误差为 -200 ms、420 ms、-640 ms 以及 860 ms 4 种情况下两种方法的校正结果对比。 d 表示设置的同步误差与之相对应校正后的最优 t_{shift} 之间的偏差。仿真结果表明, 本文所提方法在不同程度的量测非同步误差情况下相较于皮尔逊系数方法均有较大优势, 在同步误差增大时, 采用本文方法校正后的 d 值依然分布于较小范围内, 说明本文所提方法对较大误差有一定的抗差能力。皮尔逊系数方法普遍针对单维数据进行相关性分析, 可能会忽略其他潜在的重要变量的影响, 本文方法考虑了量测变换全局一致性, 可以揭示多个变量之间的复杂关系, 提供更全面的信息。因此, 相比于皮尔逊系数方法, 本文所提方法可以获得更好的量测非同步校正结果。

针对添加不同 PMU 与 RTU 数据的测量误差以及不同同步误差的情况, 实验结果如表 1 所示。

从表 1 可以看出, 当 t_{shift} 一定且 σ_{PMU} 相同时, σ_{RTU} 越小, γ 越小, 即同步校正后的误差越小。换言之 RTU 的测量精度越高, 同步校正效果越好。

3.2 广东 83 节点的实际系统

为了进一步验证本文基于能量交互算子的量测数据相关性分析方法在实际大规模电网上的有效性和准确性, 采用广东电网 83 节点案例进行仿真验证。为了测试本文方法在系统发生扰动时的适用性, 本案例设置在 3.2 s 后节点 17、34、69、83 的负荷降低 30%。假设 RTU 比 PMU 更新时间延迟了 200 ms, 利用本文所提方法得出的仿真结果如下。

图 9 给出部分节点 PMU-RTU 在不同校正时间下的相似性度量, 可以看到本文所述非同步量测数据的校正方法适用于实际复杂电网案例。图 10 为节点 24 同步校正前后 PMU-RTU 曲线对比图, 可以看到在负荷扰动下, 大部分节点的波动都较为轻微, 较小的运行波动可能会受到测量噪声污染甚至掩盖, 但本文所提方法依然能有效地校正 RTU 同步误差。

图 11 给出本文方法和对比方法^[13]的校正结果, 可以看出, 即使在负荷扰动这种数据波动特征较为不明显的情况下, 所提方法在不同的同步误差情况下也优于皮尔逊法。

表 1 故障附近节点 PMU 与 RTU 数据同步校正前后相对误差情况

Table 1 Relative errors before and after synchronization correction of PMU and RTU data of nodes near the fault

同步误差		-640 ms		-200 ms		420 ms		860 ms	
量测标准差	节点	最优 $t_{\text{shift}}/\text{ms}$	$\gamma/\%$						
$\sigma_{\text{PMU}} = 0.002 \text{ p.u.}$ $\sigma_{\text{RTU}} = 0.008 \text{ p.u.}$	15	-640	23.08	-220	25.18	320	24.91	920	15.84
	16	-680	22.65	-200	31.03	440	23.55	1020	12.79
	17	-640	24.63	-200	33.76	420	32.58	940	14.86
	19	-640	12.41	-200	18.45	420	17.50	960	6.09
	20	-560	8.38	-200	10.03	320	12.13	1060	2.83
	24	-640	20.31	-260	23.72	340	22.56	960	11.12
	33	-600	9.98	-200	17.77	400	16.96	840	7.11
	34	-560	6.20	-220	12.75	440	18.06	90	4.30
$\sigma_{\text{PMU}} = 0.002 \text{ p.u.}$ $\sigma_{\text{RTU}} = 0.005 \text{ p.u.}$	15	-520	13.03	-260	16.40	400	13.28	1060	6.63
	16	-540	13.49	-120	11.80	460	14.93	980	7.96
	17	-640	8.30	-200	15.07	420	9.89	960	8.01
	19	-640	4.20	-200	5.46	420	9.79	960	4.50
	24	-600	14.63	-200	15.60	360	10.49	800	7.04
	33	-680	9.68	-260	7.68	400	17.30	940	5.03
	34	-640	6.32	-260	9.38	400	10.39	960	2.96

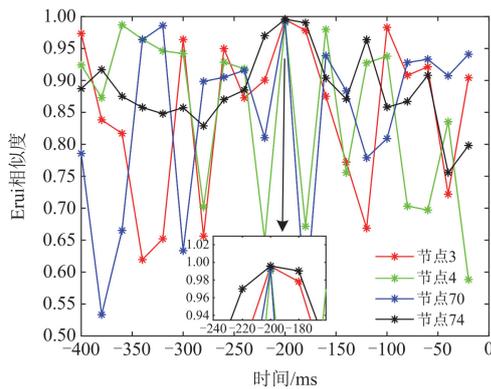


图 9 个别节点 PMU-RTU 相似性度量

Fig. 9 PMU-RTU similarity measurement of individual nodes

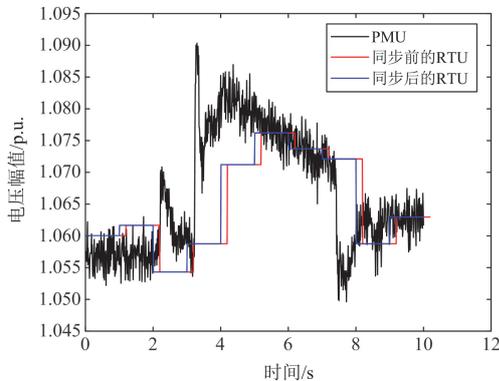


图 10 基于节点 24 同步校正前后 PMU-RTU 曲线对比图

Fig. 10 Comparison of PMU-RTU curves before and after synchronization correction based on node 24

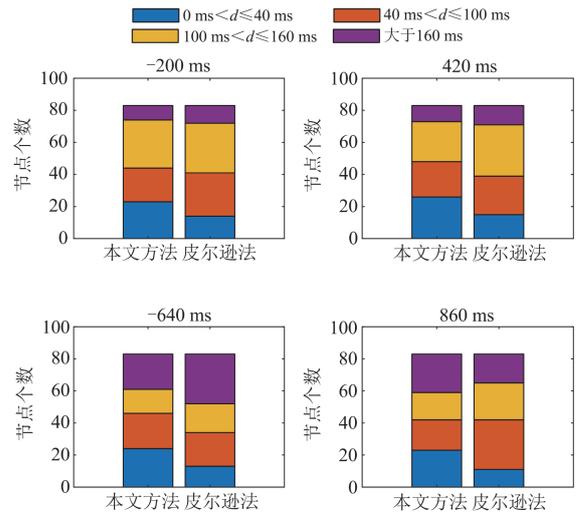


图 11 两种方法的节点量测数据校正结果对比

Fig. 11 Comparison of node measurement data correction results of two methods

个别节点 PMU 与 RTU 数据同步校正前后相对误差情况如表 2 所示。

同样从表 2 可以看出, 测量误差影响着同步前后的相对误差大小, 即测量误差越小, γ 越小, 同步校正后的误差越小, 同步校正效果越好。

3.3 测量数据同步校正前后的状态估计与潮流计算结果对比

为了验证测量数据同步校正前后对状态估计以及潮流计算结果的影响, 采用 IEEE39 节点系统,

表 2 个别节点 PMU 与 RTU 数据同步校正前后相对误差情况

Table 2 Relative errors before and after synchronous correction of PMU and RTU data of individual nodes

同步误差		-640 ms		-200 ms		420 ms		860 ms	
量测标准差	节点	最优 $t_{\text{shift}}/\text{ms}$	$\gamma/\%$						
$\sigma_{\text{PMU}} = 0.002 \text{ p.u.}$ 且 $\sigma_{\text{RTU}} = 0.008 \text{ p.u.}$	36	-640	95.67	-200	96.67	420	87.04	860	82.09
	54	-620	93.87	-180	96.50	440	54.83	880	50.87
	70	-680	99.05	-240	96.82	380	71.25	820	58.43
	74	-720	79.53	-280	99.75	340	74.5	780	85.42
	82	-640	97.39	-200	99.05	420	89.45	860	70.87
$\sigma_{\text{PMU}} = 0.002 \text{ p.u.}$ 且 $\sigma_{\text{RTU}} = 0.005 \text{ p.u.}$	36	-640	89.51	-200	95.79	420	65.55	860	56.14
	54	-620	93.67	-180	97.06	440	43.65	880	41.67
	70	-680	71.87	-240	96.45	380	68.47	820	58.18
	74	-720	64.73	-280	90.40	340	93.30	780	60.04
	82	-640	76.64	-200	85.94	420	66.29	860	57.33

在 1.3 节的基础上，对数据同步校正前后节点 8 状态估计结果以及节点 1 与节点 5 之间的线路潮流计算结果进行分析。

设置状态估计时间间隔 $\Delta T = 0.1 \text{ s}$ ，同样假设系统在第 7 s 时刻发生故障，7.5 s 时刻故障清除。引入了校正后的状态估计结果进行对比，如图 12 所示。可以看到在故障发生时刻同步校正后状态估计效果明显优于校正前状态估计。图 13、图 14 为节点 8 测量非同步校正前后的状态估计对比情况。

从图 13、图 14 可以看出，在稳态时，由于电压波动较小，非同步造成的影响较小，校正前电压估计结果与真实值也能够较好地拟合，估计结果与同步状态估计相近。而在故障期间，校正后状态估计效果明显优于校正前状态估计，校正前状态估计曲线相较于校正后状态估计曲线与真实值曲线拟合效果差，估计结果与真实值偏差较大。

图 15、图 16 则为 1-5 支路测量非同步校正前后的潮流计算对比情况，可以看到在故障时刻电压

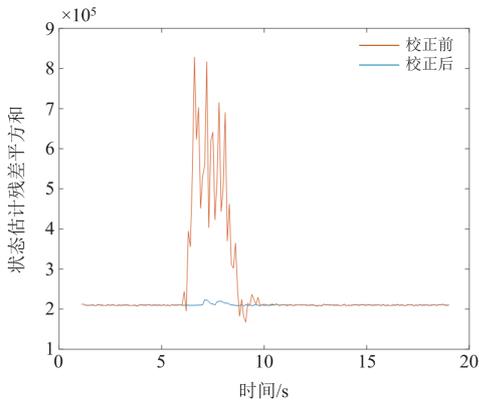


图 12 同步校正前后状态估计残差平方和对比图

Fig. 12 Comparison graph of residuals sum of squares of state estimation before and after synchronous correction

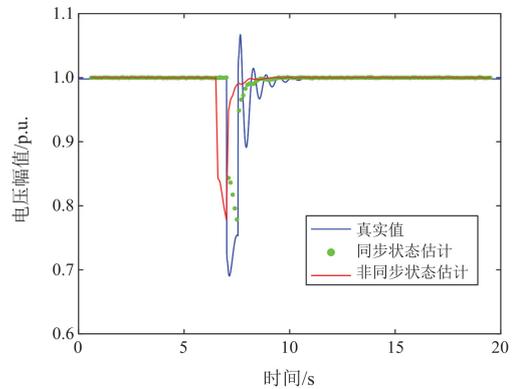


图 13 节点 8 电压幅值对比

Fig. 13 Comparison of voltage amplitudes of node 8

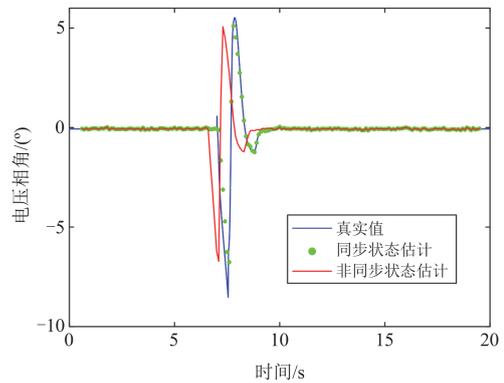


图 14 节点 8 电压相角对比

Fig. 14 Comparison of voltage phase angle of node 8

发生突变的过程中，校正前潮流计算结果出现了较大的偏差，变化越剧烈，延时所造成的影响也越大。而校正后的潮流计算结果与实际值更接近，曲线也能更好地拟合。在稳态情况下，由于电压波动较小，非同步造成的影响较小，校正后与校正前得到的潮流计算结果相近。

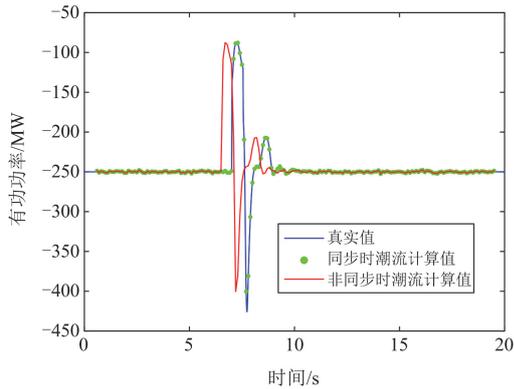


图 15 1-5 支路有功功率对比

Fig. 15 Comparison of active power of 1-5 branches

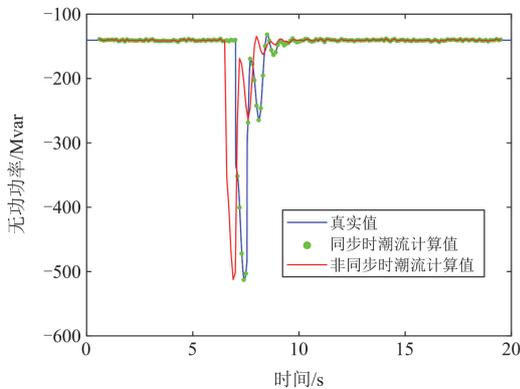


图 16 1-5 支路无功功率对比

Fig. 16 Comparison of reactive power of 1-5 branches

不同非同步时间影响下的状态估计与潮流计算结果存在差异,如图 17 所示,随着同步误差时间增加,校正前与校正后两种情况下的误差差值也越来越大,说明数据同步性越差,状态估计与潮流计算结果越不好。因此,协调量测的同步性在电力系统混合测量中是非常有必要的。

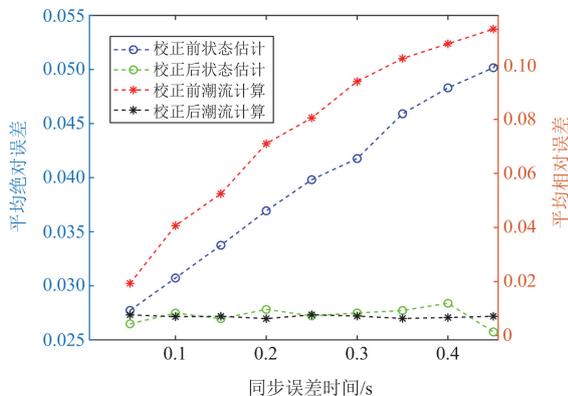


图 17 误差对比图

Fig. 17 Error contrast chart

4 结论

电力系统中的量测数据非同步对电力系统状态估计及潮流计算影响显著。因此为了协调 PMU 与 RTU 量测长期共存、但是时间同步性差的问题,本文首先分析了 RTU 终端的测量和通信方式,评估 RTU 测量数据非同步的影响因素,进一步分析了测量断面数据非同步对状态估计与潮流计算的影响,并给出相关验证结果;其次,提出基于能量交互算子的量测数据相关性分析方法,该方法可以有效处理混合测量系统中出现的测量数据不同步情况,通过对多源测量数据开展同步校正操作,确保各类数据实现同步,从而为后续这些数据在系统中的实际应用提供坚实可靠的数据基础保障。

本文所提方法应用数据相关度分析理论,引入能量交互算子这一非线性测度来量化两条多维时间序列的交互性,基于能量交互算子的量测数据相似性测度比传统相似度定义更能体现多维时间序列的时态信息和相对变化,该方法在实现数据利用最大化的同时还能反映多维量测数据的全局一致性,且能够较好地处理非线性数据,用其作为不同量测量之间的相似测度更合理。仿真结果表明所提方法抗差能力强且不受特定场景影响,并且对量测量完成同步校正后,可以降低因量测时延存在差别对状态估计和潮流计算的影响。

参考文献

- [1] 魏新迟, 秦龙宇, 方陈, 等. 配电网同步相量测量技术与应用综述[J]. 电力建设, 2023, 44(5): 13-22.
WEI Xinchu, QIN Longyu, FANG Chen, et al. Review of the synchronous measurement technology and its application in distribution networks[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(5): 13-22.
- [2] 杨广杰, 卜明新, 陈伟刚, 等. 考虑相量量测单元数据不同步的双端输电线路正序以及零序参数辨识方法[J]. 全球能源互联网, 2024, 7(6): 738-750.
YANG Guangjie, BU Mingxin, CHEN Weigang, et al. Identification of positive sequence and zero sequence parameters of double-ended transmission lines considering phasor measurement unit data asynchrony[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2024, 7(6): 738-750.
- [3] 师春雨. 电力设备多源异构大数据融合方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2019.
SHI Chunyu. Research on method of multi-source heterogeneous data fusion for electric power equipment[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2019.
- [4] 张钢, 邓贤哲, 马晓伟, 等. 基于广域测量信息的物理-数据融合频率偏差极值在线预测[J]. 电力建设, 2023,

- 44(8): 1-12.
ZHANG Gang, DENG Xianzhe, MA Xiaowei, et al. Online prediction of extreme deviation of physical-data fusion frequency based on wide-area measurements[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(8): 1-12.
- [5] 马玉玲, 李朝祥, 曹中枢, 等. 基于数据融合技术的电力系统鲁棒动态状态估计方法[J]. 智慧电力, 2023, 51(10): 78-84.
MA Yuling, LI Chaoxiang, CAO Zhongshu, et al. Robust dynamic state estimation method for power systems based on data fusion[J]. Smart Power, 2023, 51(10): 78-84.
- [6] 李大路, 李蕊, 孙元章. WAMS/SCADA 混合测量状态估计数据兼容性分析[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(16): 60-66.
LI Dalu, LI Rui, SUN Yuanzhang. Data compatibility analysis of WAMS/SCADA hybrid measurements state estimation[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(16): 60-66.
- [7] 徐凯, 毕天姝, 郭津瑞, 等. 卫星同步授时偏差对 PMU 量测的影响[J]. 电网技术, 2015, 39(5): 1323-1328.
XU Kai, BI Tianshu, GUO Jinrui, et al. Impact of time service synchronization deviation on PMU measurement[J]. Power System Technology, 2015, 39(5): 1323-1328.
- [8] 徐俊俊, 吴在军, 张腾飞, 等. 融入多源量测数据的配电网分布式区间状态估计[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(24): 8888-8900.
XU Junjun, WU Zaijun, ZHANG Tengfei, et al. A distributed interval state estimation framework of distribution networks based on multi-source measurements[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(24): 8888-8900.
- [9] ZHU J, GAO W, LI Y, et al. Power system state estimation based on fusion of PMU and SCADA data[J]. Energies, 2024, 17(11).
- [10] 陈艺煌, 邵振国, 林俊杰, 等. 融合多源量测数据的区间型抗差谐波状态估计[J]. 电工技术学报, 2024, 39(23): 7394-7405.
CHEN Yihuang, SHAO Zhenguo, LIN Junjie, et al. Interval robust harmonic state estimation method based on PMU and PQMD measurement data fusion[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(23): 7394-7405.
- [11] 宋雨露, 樊艳芳, 刘牧阳, 等. 基于 SC-DNN 和多源数据融合的新能源电力系统状态估计方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(9): 177-187.
SONG Yulu, FAN Yanfang, LIU Muyang, et al. State estimation method of a new energy power system based on SC-DNN and multi-source data fusion[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(9): 177-187.
- [12] 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.
- [13] 李诗伟, 骆晨, 何叶, 等. 多源量测环境下计及时延融合的配电网区间状态估计[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(12): 120-129.
LI Shiwei, LUO Chen, HE Ye, et al. Interval state estimation for distribution network considering time-delay fusion under multi-source measurement environments[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(12): 120-129.
- [14] 毛安家, 郭志忠. 与 SCADA 互补的 WAMS 中 PMU 的配置及数据处理方法[J]. 电网技术, 2005, 29(8): 71-74.
MAO Anjia, GUO Zhizhong. A practical placement of PMU in WAMS complementary to SCADA and data processing method[J]. Power System Technology, 2005, 29(8): 71-74.
- [15] 魏大千, 王波, 刘涤尘, 等. 基于时序数据相关性挖掘的 WAMS/SCADA 数据融合方法[J]. 高电压技术, 2016, 42(1): 315-320.
WEI Daqian, WANG Bo, LIU Dichen, et al. WAMS/SCADA data fusion method based on time-series data correlation mining[J]. High Voltage Engineering, 2016, 42(1): 315-320.
- [16] YUAN Y, DEHGHANPOUR K, WANG Z. Mitigating smart meter asynchrony error via multi-objective low rank matrix recovery[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(5): 4308-4317.
- [17] 严明辉, 徐伟, 汤奕, 等. 考虑广域稳态量测时延的全网同时断面生成[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(16): 1-9.
YAN Minghui, XU Wei, TANG Yi, et al. Entire network simultaneous section generation considering wide-area steady-state measurement delay[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(16): 1-9.
- [18] XIAO Mengmeng, XIE Wei, FANG Chen, et al. Distribution line parameter estimation driven by probabilistic data fusion of D-PMU and AMI[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2021, 15: 2883-2892.
- [19] DENG R, CHEN G, LI B, et al. Research on state estimation of distribution networks based on multi-source data fusion technology with PMU measurement[C] // 2023 International Conference on Power Energy Systems and Applications (ICoPESA), February 24-26, 2023, Nanjing, China: 270-275.
- [20] 刘喆林, 王成山, 李鹏, 等. 多源量测数据融合的配电网状态估计及应用[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(8): 2605-2614.
LIU Zhelin, WANG Chengshan, LI Peng, et al. State estimation of distribution networks based on multi-source

- measurement data and its applications[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(8): 2605-2614.
- [21] 和敬涵, 刘琳. 解耦变换模式下智能配电网快速状态估计算法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(4): 1088-1095. HE Jinghan, LIU Lin. A fast state estimation algorithm for intelligent distribution network based on decoupling transformation[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(4): 1088-1095.
- [22] 孔祥玉, 张焜塘, 王成山, 等. 复杂形态下的配电网自适应自趋优状态估计方法[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(10): 3339-3348. KONG Xiangyu, ZHANG Xuanyong, WANG Chengshan, et al. Adaptive self-optimizing state estimation method of distribution network in complex condition[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(10): 3339-3348.
- [23] 夏伟, 蔡文婷, 刘阳, 等. 基于联合卡尔曼滤波的配电网多源异构数据融合[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(10): 180-187. XIA Wei, CAI Wenting, LIU Yang, et al. Multi-source heterogeneous data fusion of a distribution network based on a joint Kalman filter[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(10): 180-187.
- [24] HUANG S C, LU C N, LO Y L. Evaluation of AMI and SCADA data synergy for distribution feeder modeling[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(4): 1639-1647.
- [25] 王红川. 智能电网通信网中数据传输时延问题的研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2015. WANG Hongchuan. Research on the data transmission delay in the smart grid communication networks[D]. Shanghai: Shanghai Jiao Tong University, 2015.
- [26] 辛建波, 蔡子亮. 数字化变电站通信网络的传输时延不确定性分析[J]. 继电器, 2007, 35(5): 45-49. XIN Jianbo, CAI Ziliang. Study on the delay-non-determinism of communication network of digital substation[J]. Relay, 2007, 35(5): 45-49.
- [27] 李从善, 刘天琪, 李兴源, 等. 用于电力系统状态估计的 WAMS/SCADA 混合量测数据融合方法[J]. 高电压技术, 2013, 39(11): 2686-2691. LI Congshan, LIU Tianqi, LI Xingyuan, et al. Data fusion method of WAMS/SCADA hybrid measurement in power system state estimation[J]. High Voltage Engineering, 2013, 39(11): 2686-2691.
- [28] 孙全熙, 王平欢, 张栋, 等. 对 RTU 丢失数据问题的分析及解决办法[J]. 宁夏电力, 2009(增刊 1): 152-154.
- [29] 赵维俊, 王荣茂, 石文江. 提高 SCADA 量测断面时间一致性的方法[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(20): 103-107.
- [30] LIN Z, WEN F, DING Y, et al. Wide-area coherency identification of generators in interconnected power systems with renewables[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2017, 11: 4444-4455.
- [31] 国家电网公司. 电力系统实时动态监测系统技术规范[S]. 北京: 国家电网公司, 2006. State Grid Corporation of China. Technical specification for real-time dynamic monitoring system of power system[S]. Beijing: State Grid Corporation of China, 2006.
- [32] 陈艳波, 于尔铿. 电力系统状态估计[M]. 北京: 科学出版社, 2021.
- [33] 薛辉, 贾清泉, 王宁, 等. 基于 PMU 量测数据和 SCADA 数据融合的电力系统状态估计方法[J]. 电网技术, 2008, 32(14): 44-49. XUE Hui, JIA Qingquan, WANG Ning, et al. A novel power system state estimation method based on merging PMU-measured data into SCADA data[J]. Power System Technology, 2008, 32(14): 44-49.
- [34] 宋雪莹. 基于异构数据源的电力大数据处理方法[D]. 北京: 华北电力大学, 2019. SONG Xueying. Power big data processing method based on heterogeneous data sources[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2019.
- [35] 王耀函, 张扬帆, 蔡光, 等. 计及电流限幅的构网型双馈风机暂态模型建模及适用性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(21): 92-102. WANG Yaohan, ZHANG Yangfan, CAI Guang, et al. Transient modeling and applicability analysis of a grid-forming doubly-fed induction generator taking into account current limitation[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(21): 92-102.

收稿日期: 2024-07-11; 修回日期: 2025-01-10

作者简介:

林俊杰(1992—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为同步相量测量技术、电力系统状态估计; E-mail: linjunjie@fzu.edu.cn

陈冰冰(1999—), 女, 硕士研究生, 研究方向为同步相量测量技术; E-mail: 648074280@qq.com

郭宜通(2000—), 男, 硕士研究生, 研究方向为同步相量测量技术。E-mail: 1586474632@qq.com

(编辑 魏小丽)