

对电网故障时刻 PMU 测量频率的思考和讨论

张彦军¹, 陈玉林², 常喜强¹, 姚秀萍¹

(1 新疆电力调度通信中心, 新疆 乌鲁木齐 830002; 2 南京南瑞继保电气有限公司, 江苏 南京 211100)

摘要: 频率是电力系统运行中一个重要的质量指标, 它反映了电力系统中有功功率供需平衡的基本状态。如果电力系统运行频率偏离过多, 会给电力用户带来不利影响, 而受影响最大的当首推电力系统本身。因此, 需要对频率进行较高精度的测量。针对一起电网故障时 PMU 的频率测量数据, 指出现有 PMU 在故障情况下可能存在测量判断错误的问题, 提出在分析 PMU 频率测量数据时应注意的问题, 同时也提出了 PMU 测量故障系统频率的改进方法。

关键词: 电网故障; PMU; 频率测量算法

Abstract: The frequency is an important quality index in the operation of power system, which reflects the basic state of the balance of active power supply and demand in power system. If the running frequency of power system deviates a lot, it will give an adverse effect to the consumers, and the power system will bear the greatest effect itself. Therefore, it is necessary to carry out frequency measurement with a higher precision. According to the frequency measurement data by PMU during a system fault, it is pointed out that there would be an incorrect measurement judgment by the present PMU when the faults occurring. The problems needing attention when analyzing the frequency data measured by PMU are put forward, and the improved methods are proposed too.

Key words: system fault; phasor measurement unit (PMU); frequency measurement algorithm

中图分类号: TM733 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0052-03

同步相量测量技术首先由美国研究者提出, 研发的同步相量测量单元 (PMU) 于 20 世纪 90 年代初开始在美国西部电网上安装。近年来各国大停电的频繁发生更加推动了广域测量系统 (wide area measurement system, WAMS) 在世界范围内的发展。目前, 国内电网内普遍装设了 PMU 装置, 对系统状态进行监测, 具有高精度同步测量、高速通信和快速反应等特点, 可以实时地提供大量反映系统特性的动态数据, 其数据记录密度可达 0.01 s 级, 从而可以采用更先进的算法来计算系统的频率, 得到更精确的计算结果。

然而, 作为一种测量手段, 受电力系统诸多因素影响, PMU 量测信息不可避免地存在量测噪声、坏数据等问题。2005 年, IEEE 发布了 PMU 的国际标准 IEEE C37.118, 明确规定了 PMU 在静态条件下的测试方法、最大同步误差与量测精度要求, 以及数据传输格式。随后, 国内也出版了《电力系统实时动态监测系统技术规范》, 对 PMU 作出了类似规定。

然而, 目前现有 PMU 频率测量方法在正常和一般故障情况下较为准确地反应了系统频率情况, 而在较大扰动故障情况下, 对系统频率的测量和反映存在

一定的误差和误判断, 会引发测量反误判问题, 对电网事故分析, 故障应对措施制定均存在误导, 这里针对电网一起故障后的 PMU 频率测量数据进行分析, 指出现有 PMU 测量算法存在一定的漏洞和不足之处, 提出需要注意和改进的方面。同时也提出在对 PMU 数据分析时, 应进行多项数据综合分析, 不能仅靠单一数据进行判断。

1 PMU 稳态频率测量方法

目前 PMU 装置测量频率采取多种频率算法。过零检测法、基于滤波的算法、基于小波变换的算法、基于神经网络的算法、傅里叶算法、解析法, 误差最小化原理算法, 正弦量的算法等。随着现场对频率及相量测量精度要求的提高, 使得对算法精度要求也越来越高。现有 PMU 频率测量的要求为精度要求: 稳态误差小于 0.002 Hz; 实时性: 频率值需为实时值, 应由 1 个周波的信号计算得到, 而不应是 N 个周波的平滑值。为保证频率测量的准确性, 现有 PMU 测量装置中采取以下措施。

(1) 采用电压过零点之间的时间间隔进行测频。

为消除谐波影响,先进行了 FFT 滤波;

(2)为满足频率测量精度要求,需对过零点的相角进行补偿;

(3)为满足实时性要求,取最近一周波的数据进行测频。

PMU 稳态频率测量主要采用相位补偿法和过零点测频方法。下面以过零点测频算法为例进行简要说明。

过零测频算法通过计算信号的 2 个相邻同方向过零点之间的时间,实现信号周期和频率的测量。由于在正向过零和反向过零时都可进行一次频率计算,因此大约每 5 ms 可刷新一次频率测量值。

例如,某正弦电压的实时波形如图 1 所示。

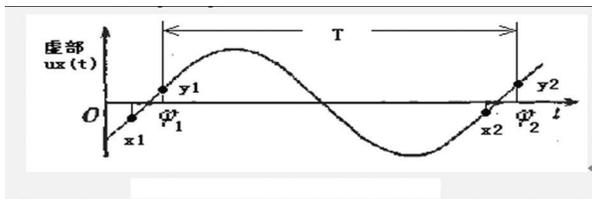


图 1 电压虚部正向过零点测频图

图中有两对正向过零点 (x_1, y_1) 和 (x_2, y_2) ,但由于测量误差的原因,过零点 y_1 和 y_2 离零点的距离并不相同。DSP 记录相邻两次正向过零点 (y_1, y_2) 之间的时间为 T (单位: s),若设信号实际周期为 T_0 ,则:

$$T = k \times T_0, \quad k \text{ 是非常接近于 } 1 \text{ 的实数。}$$

k 其实是采样点 (y_1, y_2) 之间实际信号的周波数,它的精确求取需要用到 y_1 时刻和 y_2 时刻的相位角 φ_1 和 φ_2 。 φ_1 和 φ_2 可通过 (x_1, y_1) 和 (x_2, y_2) 求反正切得到较为精确的值。记 $\Delta\varphi = \varphi_2 - \varphi_1$ (单位: 弧度),则采样点 (y_1, y_2) 之间实际信号的周波数为

$$K = 1 + \frac{\Delta\varphi}{2\pi}$$

因此,被测信号的频率为

$$f = \frac{k}{T} = \frac{1 + \frac{\Delta\varphi}{2\pi}}{T} \quad (\text{Hz})$$

2 PMU 暂态频率测量方法

电力系统相量测量基本上都是建立在信号基频频率为 50 Hz 的前提下的频率测量,当电力系统出现故障后,系统将从一种运行状态过渡到另一种状态。在此过程中,系统的电压、电流会发生波形畸变,同时考虑到 A/D 量化误差等原因,采样到的数据存在一

定的误差,由此计算到的实时频率也会有偏差。

2.1 暂态信号的频率

电网发生的如下扰动,都可能导致电压信号的突变:短路故障、线路跳闸、切机、切负荷、非同期并网等。当信号发生突变(幅值突变,相角突变等)时,突变时刻的信号属于暂态信号。对于暂态信号进行傅里叶分析,可以发现它含有丰富的频率分量,而不仅仅是基频信号。从理论上讲,暂态信号的频率测量结果是一个连续频谱,这时不存在严格意义上的工频频率值。在该种情况下,为提高快速测频率速度,需要找到更有效的频率测量方法。

2.2 暂态信号对频率测量的影响

暂态信号可能会导致频率测量的瞬时值异常(测频结果与人们的常规理解存在差异),原因可用图 2 进行说明。

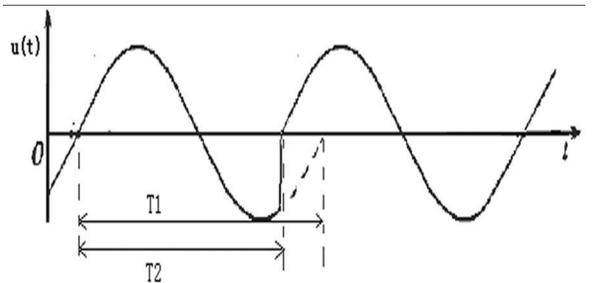


图 2 暂态电压变化图

若电压未发生突变,测量周期为 T_1 ,则相应测频结果为 $f = 1/T_1$ 。

当电压发生了突变,则根据过零点得到的周期值为 T_2 ,测频结果 $f = 1/T_2 > f$ 。

此暂态过程中测频值实际上反映了暂态信号的连续频率特性,但不符合人们的常规理解。从 PMU 数据的应用需求而言,此时的测频值是没有意义的。而此时反映的频率数值则不能真实反映电网实际情况,出现较大误差,易误导数据处理。

3 一次电网故障 PMU 频率测量数据分析

新疆电网内某受端某地区电网通过一条 220 kV 单回联络线与主网联系。该联络线跳闸前下网功率为 41.95 MW,占地区电网负荷(负荷 97.5 MW)的 43%。系统解列,受端缺少有功,系统频率下降,但在故障时刻,由于电压扰动,导致 PMU 的测量频率与实际情况不符。故障时刻 PMU 频率录波曲线如图 3。

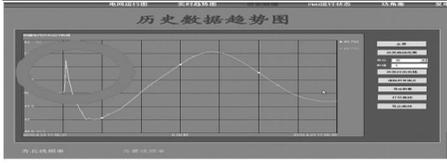


图 3 故障时刻 PMU 频率录波曲线

可以发现,在受端系统缺少有功时,PMU 测量曲线中有一个频率的迅速上升过程。若不加以分析鉴别,则会对人工分析产生误导,甚至可能导致以频率作为判据的相关高级应用软件作出错误决策。

目前,在电网暂态情况下,特别是在电网发生故障时,PMU 的暂态频率算法缺乏关注。随着 WAMS 高级应用的深入开始,需要改进和优化 PMU 的暂态频率测量算法。

4 PMU 暂态频率测量方法的改进

为避免暂态信号频率测量值的突变引起误解,应采取适当的措施对测频值进行处理。上述问题需要修正,需要进行特殊处理。

暂态信号的出现,通常会导致频率的突变,而正常电力系统的频率是不会发生突变,因此出现较大的频率突变,通常表明是暂态信号的出现,而非真实的频率突变。

方法一:可利用频率突变量的大小来判断是否是真实的频率变化,还是暂态信号的干扰。根据经验值,设定频率突变阈值 ΔF (例如 1.0 Hz)。

当频率突变值大于 ΔF 时,判当前测频值无效,维持原频率值;

当频率突变值小于 ΔF 时,判当前测频值有效,采用当前测频值。

采用频率突变阈值后,可以对暂态信号引起的较大的频率突变进行抑制,但对于频率突变小于阈值值的情况无法鉴别。对于后面这种情况,需结合信号自身特性、工频频率含义、工程应用需求等进行综合考虑,以探寻更为完善的测频方法和处理措施。

方法二:在暂态频率计算录波中,采取辅助判据进行处理。例如,对故障线的电压瞬时值突变进行实时监测,当发现有电压突变时,临时闭锁频率测量;突变消失后(约 20 ms),再开启频率测量,这样可有效地躲开频率测量受电压突变的影响,从而防止出现反方向测频误差。

5 结 论

针对 PMU 在电网故障情况下的频率测量数据,应对 PMU 测量数据进行容错分析处理,特别是对于故障情况下的频数据进行分析鉴别。另外一方面,PMU 装置应改进暂态信号的频率测量算法,包括辅助判据,减少存在测量判断错误的问题。前面提出了两种解决方法和思路,希望对后续 PMU 工程应用有所借鉴。

参考文献

- [1] 易俊,周孝信.考虑系统频率特性以及保护隐藏故障的电网连锁故障模型[J].电力系统自动化,2006,30(14):1-5.
- [2] 魏晖,沈善德,朱守真,等.系统自然频率特性系数的实测与计算[J].电力系统自动化,2001,25(5):49-52.
- [3] 刘乐,刘娆,李卫东.自动发电控制中频率偏差系数确定方法的探讨[J].电力系统自动化,2006,30(6):42-47.
- [4] 鲁顺,金晓明,李响.东北电网静态频率特性分析[J].东北电力技术,2003,13(12):17-19.
- [5] 田松礼,陈亚民.遗传算法用于电力系统频率特性参数辨识[J].福州大学学报:自然科学版,2000,28(4):36-39.
- [6] 丁军策,蔡泽祥,王克英.基于广域测量系统的状态估计研究综述[J].电力系统自动化,2006,30(7):98-103.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] 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.
- [10] 刘道伟,谢小荣,穆刚,等.基于同步相量测量的电力系统在线电压稳定指标[J].中国电机工程学报,2005,25(1):13-17.
- [11] 鞠平,谢欢,孟远景,等.基于广域测量信息在线辨识低频振荡[J].中国电机工程学报,2005,25(22):56-60.

作者简介:

张彦军(1982),男,硕士,从事电网 PMU 管理工作;

陈玉林(1980),男,博士,从事电网 PMU 工作。

(收稿日期:2011-01-17)