

智能变电站分布式状态估计技术的研究与应用

梁 锋¹, 赵家庆², 丁宏恩², 张海滨¹

(1. 国网电力科学研究院, 江苏 南京 210003; 2. 苏州供电公司, 江苏 苏州 215004)

摘 要: 本项目在分析了变电站数据源、信息集成、网络建模、状态估计等现有自动化技术的基础上, 通过拓扑连接和设备带电状态, 判断变电站信息的真实性和有效性, 并将状态估计分析结果在变电站后台画面和告警系统中显示。该项目提升了变电站基础数据的可靠性、准确性, 加快二次信息缺陷的处理, 提高变电站智能化水平。研究结果在智能变电站示范工程中成功应用, 对推广智能变电站调控一体化有积极意义。

关键词: 分布式状态估计; 主站-厂站交互; 网络拓扑; PMU; 智能变电站

0 引言

近些年, 研究智能电网热潮在全球范围内兴起。随着动态安全预警和预控、调度计划安全校核和无功电压优化控制等高级应用的实际运用, 逐渐暴露出基础数据不准确的问题, 主要表现为拓扑错误和量测坏数据, 严重时导致状态估计不可用或不可信, 制约了高级应用的实用化, 进而降低了电网运行人员对电网运行状态的判断和控制能力。由于调度中心信息的缺陷, 即使通过状态估计模型和算法的改进, 已无法从根本上解决调度中心基础数据的准确性问题。

在国网公司实施以特高压电网为骨干网架, 各级电网协调发展, 具有信息化、自动化、互动化特征的坚强智能电网的发展目标中, 智能变电站作为坚强智能电网的重要基础和节点支撑, 是必不可少的建设内容。通过变电站冗余信息的处理, 可提高信息的可靠性和综合性; 通过变电站级状态估计可望较好解决基础数据的可靠性问题; 通过变电站级的报警信息压缩可显著提高调度员对事故反应的快速性。

本文提出一种应用于智能变电站的分布式状态估计技术, 充分发挥变电站本地信息的冗余性和本地决策的敏捷性优势, 实现信息分层和分布式处理, 提高变电站为电网运行和维护服务的智能性。

1 概述

1.1 状态估计介绍

状态估计也被称为滤波, 它是利用实时量测系统的冗余度来提高数据精度, 自动排除随机干扰所

引起的错误信息, 估计或预报系统的运行状态电力系统状态估计的主要功能是:

(1) 根据量测量的精度(加权)和基尔霍夫定律(网络方程)按最佳估计准则(一般为最小二乘准则)对生数据进行计算, 得到最接近于系统真实状态的最佳估计值。

(2) 对生数据进行不良数据的检测与辨识, 删除或修正不良数据, 以此提高数据系统的可靠性。

(3) 推算出完整而精确的电力系统的各种电气量。

(4) 根据遥测量估计电网的实际开关状态, 纠正偶然出现的错误开关状态信息, 以保证数据库中电网接线方式的正确性。

(5) 可以应用状态估计算法以现有的数据预测未来的趋势或可能出现的状态(电力系统负荷预测和水库来水预测)。这些预测数据丰富了数据库的内容, 为安全分析和运行计划等程序提供了必要的计算条件。

1.2 国内外发展现状

从上世纪七十年代起, 状态估计开始应用于电力系统中。经过近三十年的研究, 在很多方面已经取得了重大的成果。状态估计的研究包括很多方面, 其中主要有电力系统状态估计的各种算法, 不良数据的检测与辨识方法及网络拓扑等。

在国外, 分区域的状态估计已经取得了一些理论研究成果, Clements 提出了多区域(multi-area)估计的方法, Handsehin 和 Galiana 提出了复合的两级状态估计, Kobayashi 直接利用模型协调原理(Model coordination principle)进行分级式状态估计的研究, Marsh 和 CriSti 把分散式状态估计问题看成在网络

等式约束下每个子区域的静态优化问题，带有子区域之间的互联约束的目标函数是利用拉格朗日函数来求解的，求最小解时使用了最速下降算法，但是对这些实现方法都没有优化数据交换，也缺少时间不一致的处理，每次迭代庞大的数据交换在目前的通信条件下难以保证，迭代次数的增加使得计算时间延迟而不能达到实时估计的要求。

在国内，清华大学在分布式状态估计的理论研究方面取得了进展，提出了厂站级的分层分布式状态估计，但由于变电站信息冗余度、采集接入方面的较多问题，实际运用受到限制，而且在并行式计算上没有太多的研究。

1.3 变电站级状态估计的提出

电力系统规模的不断扩大，分散式控制的趋势是不可避免，研究分布式状态估计的课题也就势在必行。传统的全局（集中式）状态估计算法在数值稳定性和计算速度已经很难突破。因此全网状态估计势必也会向分布式状态估计发展。

（1）我国智能化变电站综合自动化水平的提高，变电站中采集了高度冗余的实时信息，包括 SCADA 系统、保护系统、PMU、故障录波器、一次设备状态监测系统等多源信息，为分布式状态估计的研究与应用，提供了高冗余的信息基础。

（2）IEC-61850 标准成为智能化变电站内信息集成的统一标准，实现了变电站内智能电气设备间信息共享和互操作，为分布式状态估计在变电站内多源信息的集成和整合提供了技术基础。

（3）电网状态估计功能不论是理论基础和算法研究都已成熟，在省、地级调度的自动化系统中已经经过多年的实际运行验证，在智能变电站的统一信息平台和高速度数据网络通道以及电网统一建模的支持下，实现分布式状态估计已经具备了良好的基础条件。

1.4 目的及意义

针对智能电网研究和建设中的上述关键共性问题需求和重大需求，研究如何利用变电站内实时信息高度冗余的先天优势，将主要的数据错误解决在变电站内，从而找到调度中心自动化基础数据不准确问题对于推动智能电网研究和建设具有重大意义。

2 系统总体设计

2.1 “主站—厂站”分布式状态估计系统设计

本文提出采用“分布、自治”的总体技术思路，

将“集中式的调度中心状态估计”变革为“主站—厂站”两级分布式的状态估计，利用变电站内实时信息高度冗余的优势，将主要的信息错误解决在变电站内，从而找到调度中心自动化基础数据准确性问题的根本解决之道。

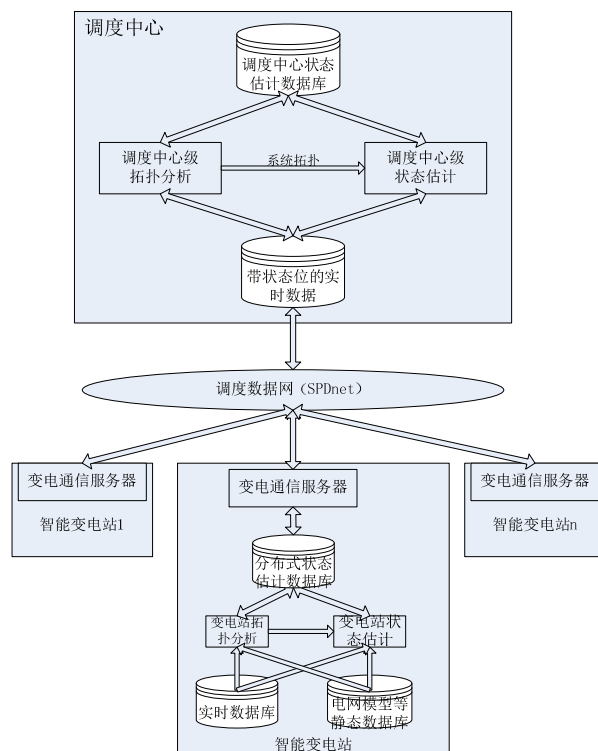


图1 “主站—厂站”两级分布式状态估计

如图1所示为“主站—厂站”两级分布式状态估计体系。在变电站自动化系统中实现站端的状态估计，变电站 SCADA 系统采集站内所有测控装置和保护装置量测生数并写入实时数据库库集，根据在站端维护的电网模型静态数据库，以及站内开关节点的拓扑连接、节点设备连接关系以及设备参数的基础上对站内遥信进行变电站拓扑分析，形成变电站内系统拓扑。再针对站内遥测信息进行变电站状态估计，计算信息的可信度品质位。加工计算后形成量测熟数据通过变电站通信服务器及调度数据网上送至调度中心实时数据库。调度中心集合各个变电站上送的分布式状态估计结果后，对数据进行筛选，去掉错误信息，在调度中心再次进行全网状态估计。

2.2 网络拓扑分析

根据电网一次设备描述数据库和遥信信息确定电气连接状态，从而将网络的物理模型转换为数学模型，并对拓扑分析生成的电气岛自动进行带电

检查，在接线图上以不同的颜色显示设备的带电状态，实现动态着色。拓扑分析以电网基本接线单元为基础，采用快速数学搜索方法。

需要先用图模一体化的方式进行节点入库，将开关、刀闸、母线、线路、变压器等一次设备的连接点进行入库。见表 1。程序根据拓扑分析的结果，结合设备的实际状态对设备的带电情况进行分析，并将分析结果填入开关、刀闸、母线、线路、变压器等设备表的带电标志域，图形程序根据设备的带电标志域决定显示什么颜色：带电、接地或停电。

表 1 设备带电状态定义

| 设备带电类型 | 定义描述 | 定义值 |
|--------|-----------------|-----|
| 停电 | ACTIVE_NO_POWER | 00 |
| 带电 | ACTIVE_POWER | 01 |
| 接地 | ACTIVE_GROUND | 02 |

当发生开关或刀闸变位时，获得设备间连接关系，即启动拓扑分析，算出每个设备的带电状态，填到相关设备表的带电标志域。

2.3 装置通讯状态辨识

变电站自动化系统的实时遥信、遥测数据是通过 SCADA 信息采集测控、保护装置的四遥信息。当测控、保护装置出现通讯故障时，上送站控层的四遥信息就不一定准确了，但是在通讯故障情况下，变电站后台监控系统和远动机仍然采集量测信号或者将维持在系统实时数据库的遥信、遥测、电度、档位上送至调度。这类信息可能会影响调度端的状态估计，存在坏数据。

基于变电站装置通讯状态辨识的状态估计通过装置通讯状态判断遥信、遥测可信度，形成状态估计结果，存放至实时库中。将坏数据及时有效的在变电站过滤，显著降低拓扑错误和坏数据，调度中心级状态估计具备同步、高可靠、高精度和快速的特征，可有效解决调度中心自动化基础数据的准确性问题。

智能变电站各设备互联互通的基础是 IEC 61850 标准。IEC 61850 标准中数据建模的主要内容为 IED 模型的建立，包括内部的各逻辑设备和逻辑节点的建立。采用面向对象的方法建立数据模型，而且在无缝通信系统的设计过程中都是对 SAS 进行相关模型的建立，使用 XML 语言作为自己的模型描述语言。因此，逻辑节点的通讯状态标示了通

讯装置相对应电气设备量测信息的有效性。

主要包括以下几种通讯状态，见表 2。

表 2 装置通讯状态定义

| 通讯状态类型 | 定义描述 | 定义值 |
|--------|---------------------------|-----|
| 停运 | MACHINE_STATUS_STOP | 00 |
| 故障 | MACHINE_STATUS_FAULT | 01 |
| 值班 | MACHINE_STATUS_PRIMARYRUN | 02 |
| 热备 | MACHINE_STATUS_SECONDRUN | 03 |

只有当节点通讯状态为“值班”时，该逻辑节点对应设备上的所有遥信、遥测、电度、档位信号状态估计域才能标记为“正确态”，否则一律标记为“不定态”。

2.4 遥测坏数据辨识

由于采集精度与同步性等问题，量测数据中存在数量可观的遥测坏数据。这些坏数据的存在会影响状态估计的精度，干扰调度员对系统状态的正确判断。因此坏数据的检测与辨识显得十分必要。可根据变电站系统接线的网络拓扑关系对部分遥测数据进行坏数据的辨识过滤。

变电站状态估计数据库根据拓扑连接关系和拓扑状态计算出设备的带电状态，可以根据对应设备的带电状态计算设备对应的遥测量。

断路器辨识规则如表 3 所示。

表 3 遥测辨识准则

| 设备类型 | 带电状态 | 辨识准则 |
|---------|------|--------------------------------|
| 断路器 | 不带电 | 有功功率>门槛值 无功功率>门槛值 电流>门槛值 |
| | 带电 | |
| 刀闸 | 不带电 | 有功功率>门槛值 无功功率>门槛值 电流>门槛值 |
| | 带电 | |
| 线路及其它设备 | 不带电 | 有功功率>门槛值 无功功率>门槛值 电流>门槛值 |
| | 带电 | |
| 母线 | 不带电 | 有功功率>门槛值 无功功率>门槛值 电流>门槛值 |
| | 带电 | 电压<门槛值 |

当实时遥测发生变化时，对遥测信息进行数据辨识，只要满足上述条件之一的，判断状态估计值错误，写状态估计数据库。

2.5 遥信坏数据辨识

变电站状态估计数据库根据拓扑连接关系和

拓扑状态计算出设备的带电状态，可以根据对应设备的带电状态计算设备对应的遥信量。见表 4。

表 4 遥信辨识准则

| 设备类型 | 带电状态 | 辨识准则 |
|---------|------|----------|
| 断路器 | 带电 | 遥信状态不等于合 |
| 刀闸 | 带电 | 遥信状态不等于合 |
| 线路及其它设备 | 带电 | 遥信状态不等于合 |
| 母线 | 带电 | 遥信状态不等于合 |

当实时遥信发生变化时，对遥信量信息进行数据辨识，只要满足上述条件之一的，判断状态估计值错误，写状态估计数据库。

2.6 基于 PMU 的变电站状态估计

PMU 与传统量测装置不同，PMU 不仅提供了电压、电流的幅值量测，而且提供了电压、电流的相角量测。一般情况下，在某节点配置了 PMU，就可以得到该节点的电压相量量测，以及该节点所有邻接支路的电流相量量测。传统的状态估计是通过数据采集与监控系统 SCADA(supervisor control and data acquisition)收集到的各测量点的遥测量(有功功率、无功功率、电压幅值、电流幅值)和网络拓扑结构，利用迭代求解非线性方程组的方法来求得系统状态量(母线电压的幅值和相角)的最佳估计值。在变电站中，可以充分利用 PMU 获得的电压电流幅值和相角进行简单的线性状态估计。

就 PMU 配置和应用的现状来说，把 SCADA 和 PMU 量测集成，一起用于状态估计，利用 PMU 量测来改善状态估计的性能是一种可行的方法。但当前的研究只在非线性状态估计模型中考虑了节点电压相量量测。为了更好的利用两种量测，将 SCADA 和 PMU 量测集成起来，利用 PMU 量测来改善状态估计的性能是一种实用化的方法。

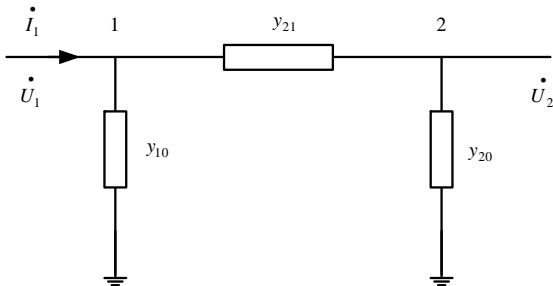


图 2 单支路网络简图

如图 2 所示的单支路网络简图，假设在节点 1

配置 PMU, $\dot{I}_1 = I_1 \angle \theta_{i1}$, $\dot{U}_1 = U_1 \angle \theta_{u1}$ 为 PMU 量测量, σ_{u1} 、 $\sigma_{\theta u1}$ 、 σ_{i1} 、 $\sigma_{\theta i1}$ 分别为电压幅值、电压相角、电流幅值、电流相角量测误差的标准差。

图 2 单支路图支路 1-2 等值有功量测和无功量测分别为：

$$P = U_1 I_1 \cos(\theta_{u1} - \theta_{i1}), \quad Q = U_1 I_1 \sin(\theta_{u1} - \theta_{i1}) \quad (1)$$

可以得到基于 PMU 的变电站级状态估计的量测方程为：

$$y = [x^T \quad f^T \quad \dot{x}^T]^T \quad (2)$$

$$f = \begin{bmatrix} f_S^T & 0 \\ 0 & f_P^T \end{bmatrix}^T \quad (3)$$

$$\begin{aligned} f_S^T &= [P_S^T \quad Q_S^T]^T \\ f_P^T &= [P_P^T \quad Q_P^T]^T \end{aligned} \quad (4)$$

式 (1) ~ 式 (4) 扩展的量测量模型可概括为：

$$z = g(y) + v \equiv g(x, f, s) + v \quad (5)$$

或者：

$$\begin{bmatrix} z_S \\ z_P \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_S(x) \\ H_P(x) \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} M_S \\ M_P \\ 0 \end{bmatrix} f + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \dot{H}_K(x) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_S \\ v_P \\ v_K \end{bmatrix} \quad (6)$$

其中：

$z_S(m_S \times 1)$ ：由传统的 SCADA 系统得到的结点注入功率量测、支路功率量测以及伪量测量；

$z_P(m_P \times 1)$ ：由 PMU 量测得到的结点注入功率量测、支路功率量测以及伪量测量；

$\dot{H}_K(x)$ ：基于基尔霍夫电流和电压定律得到的伪量测方程；

定义矩阵 $M = \begin{bmatrix} M_S \\ M_P \end{bmatrix}$ ，对于一个潮流量测 i ，若

潮流方向是从 i 到 j , 则 $M_{ij}=1$, 若潮流方向是从 j 到 i , 则 $M_{ij}=-1$, 否则 $M_{ij}=0$ 。

2.7 基于分布式状态估计的主站-厂站交互技术

当前调度中心普遍使用的 IEC-60870-5-104 规约参考模型源于开放式系统互联的 ISO-OSI 参考模型。已定义的远动配套标准的 APDU, 如表 5 所示。

表格 5 遥测报文 (全遥测及变化遥测)

| 序号 | 定义 | 说明 |
|-----|---------|----------------------------------|
| 0 | 41 | ASDU 类型 |
| 1 | VSQ | 可以是连续信息, 也可不连续信息, 有 sq: 0 或 1 区分 |
| 2 | COT | 传输原因 |
| 3 | | |
| 4 | ADDR | 公共地址 |
| 5 | | |
| 6 | INF | 信息体地址 |
| 7 | | |
| 8 | | |
| 9 | VAL | FLOAT 遥测值 |
| 10 | | |
| 11 | | |
| 12 | QDS | 遥测品质 |
| 13 | | |
| 14 | QDS_EXT | 状态估计品质 |
| ... | ... | ... |
| n | VAL | FLOAT 遥测值 |
| N+1 | | |
| N+2 | | |
| N+3 | | |
| N+4 | QDS | 遥测品质 |
| N+5 | QDS_EXT | 状态估计品质 |

分布式状态估计服务器需要向调度中心上传的数据包括: 开关状态数据、模拟值数据 (包括量测值和估计值)、变压器分接头数据等。

分布式状态估计结果作为实时数据采用 104 规约上传到调度中心。利用变电站数据的冗余性, 进行快速的状态估计, 并采用 104 规约上传熟数据, 提高上传数据的准确性。

为了兼容变电站状态估计信息, 对原有 IEC 104 规约进行扩展。使用兼容类定义 ASDU41, 扩展使用为状态估计的遥测传输类型。扩展的数据类型主要包括遥测报文 (包含全遥测及变化遥测)、单点遥信报文 (包含单点全遥信及单点 COS)、双点遥信报文 (包含双点全遥信及双点 COS)、单点 SOE、双点 SOE 报文等。扩展后的遥测报文结构如表 5

所示。

3 工程应用与实施

本文的研究成果已经成功应用于苏州 500kV 常熟智能变电站自动化系统和地区电网智能调度支持系统(SG-OSS)。搭建分布式状态估计服务器, 安装分布式状态估计实时数据库, 形成基于 IEC61850 的变电站状态估计精准数据, 上传至苏州智能电网调度技术支持系统 (SG-OSS)。经过 1 个多月的试运行, 运行情况良好, 已上传有效告警异常数据上百条, 使厂站量测状态信息的异常检查发现时间从小时级缩短到分钟级。

应用表明基于变电站的分布式状态估计系统同步辨识变电站内拓扑错误 (数字量) 和坏数据 (模拟量), 将主要的拓扑错误和坏数据解决在变电站内, 获得高可靠的拓扑结构、高精度的母线电压和支路功率 (或电流) 熟数据变电站状态估计可靠性高、精度高, 尤其是变电站内开关上三相量测信息丰富, 拓扑检错能力强, 可显著降低拓扑错误, 另外由于站内网络规模小, 计算速度快, 实时性很高。经过变电站状态估计, 输出熟数据到调度中心级时, 显著降低拓扑错误和坏数据, 调度中心级状态估计具备同步、高可靠、高精度和快速的特征, 可有效解决调度中心自动化基础数据的准确性问题。

4 结束语

本文深入研究了状态估计技术的发展, 提出利用变电站内部高冗余度的数据进行分布式状态估计, 将原来应用于较大区域电网的状态估计软件系统进行分割和再整合而实现的电网调度自动化应用功能, 从而提高大规模电网状态估计的计算速度和精度。

分布式状态估计的研究和应用提升了变电站基础数据的准确性, 充分发挥变电站本地信息的冗余性和本地决策的敏捷性优势, 实现信息分层和分布式处理, 提高了变电站的智能化水平。

参考文献:

[1] 刘振亚. 2009 年国家电网公司 2009 年年中会议上的讲话[N]. 国家电网报, 2009-07-2.
[2] 姚建国,严胜,杨胜春,等. 中国特色智能调度的实践与展望[J].电力系统自动化, 2009,33 (17): 16-20.
[3] 肖世杰.构建中国智能电网技术思考[J].电力系统自动

- 化, 2009,33 (9): 1-4.
- [4] IEC 61850 标准, communication in the substation[S].2004.
- [5] 吴在军,胡敏强.变电站通信网络和系统协议 IEC 61850 标准分析[J].电力自动化设备,2002,22 (11): 70-72.
- [6] 周邛飞,张海滨,徐石明,等.IEC 61850 工程组态中的统一建模技术研究[J].江苏电机工程,2007,26(Z1):72-74.
- [7] 国家电网公司.Q/GDW 383-2009 智能变电站技术导则[Z]. 北京: 国家电网公司,2009.
- [8] 国家电网公司. Q/GDW 393-2010 110(66)kV-220kV 智能变电站设计规范[Z]. 北京: 国家电网公司,2010.
- [9] 窦晓波. 基于 IEC 61850 的新型数字化变电站通信网络的研究与实践[D].南京:东南大学,2006.
- [10] IEC/TS Communication networks and systems for power utility automation –Part 80-1: Guideline to exchanging information from a CDC-based data model using IEC 60870-5-101 or IEC 60870-5-104[R].2008.
- [11] 华东电力调度中心.华东电网分布式状态估计试点应用实施方案研究报告[R].电力系统自动化,2009.12.
- [12] 《IEEE Std C37.118-2005 IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems-2006》. IEEE Power Engineering Society. 22 March 2006.
- [13] 国家电网公司.Q/GDW131—2006 电力系统实时动态监测系统技术规范[Z].国家电网公司, 2006.

作者简介:

梁 锋 (1983-), 男, 硕士, 工程师, 主要从事智能变电站相关工作, E-mail: liangfeng2@sgepri.sgcc.com.cn;

赵家庆 (1963-), 男, 高级工程师, 主要从事电力系统自动化工作;

丁宏恩 (1982-), 男, 硕士, 工程师, 主要从事调度自动化相关工作, E-mail: hongending@163.com。