

基于 PMU 的分布式电力系统动态状态估计新算法

刘辉乐, 刘天琪, 彭锦新

(四川大学电气信息学院, 四川省成都市 610065)

摘要: 随着电力系统的发展, 区域电网互联, 形成更大的系统。各区域电网相对独立, 且有各自相对独立的调度中心。为适应这种分区管理模式, 状态估计应采用分布式并行算法。在动态估计扩展 Kalman 滤波算法的基础上, 结合搭接式分布并行算法, 提出了一种基于相量测量单元(PMU)的分布式电力系统动态状态估计新算法。该算法利用少量 PMU 测点, 真正实现各子系统的并行计算, 避免了原算法进行串行等待的过程。并结合量测数据预处理、对雅可比矩阵加权等方法, 加快了计算速度, 提高了数值精度和稳定性。最后给出了 IEEE 14 节点的仿真结果, 验证了该算法的有效性及优越性。

关键词: 相量测量单元; 动态状态估计; 分布式处理; 电力系统

中图分类号: TM744; TM712

0 引言

动态状态估计能对电力系统进行安全评估, 并进行状态预测, 实现经济分配、预防控制等在线功能, 因此尤为重要。随着电网规模的不断扩大, 电力系统的结构和运行方式日趋复杂, 这对动态状态估计提出了更高的要求。

随着电力系统的发展, 区域电网互联, 形成更大的系统。我国将逐步实现全国联网。但各区域电网相对独立, 且有各自相对独立的调度中心。对于如此庞大的系统, 整体式算法因其维数过大, 不易获得满足系统可观测性的足够信息而不再适用。为适应这种分区管理模式, 电力系统动态状态估计同样也必须采用分布式并行算法。各区相对独立地实现状态估计, 不仅加快了计算速度、提高了数据精度, 而且便于实施和管理。因此, 研究动态状态估计的分布式算法有着十分重要的实际意义。

20 世纪 80 年代, 有学者提出采用分层式动态状态估计算法, 将大系统设想成由若干互不相连的子系统和一个边界系统组成。该算法存在一些问题^[1], 它在第 1 层估计时, 放弃了子系统间联络线功率的量测, 但这些联络线上的量测配置往往比较密集, 而且精度较高, 这会损失大量的信息。同时, 各子系统确定的边界母线的状态值差异大, 不易协调。后来, 有学者提出搭接分布式同步算法, 能有效利用量测信息。但同步检测边界母线相等约束条件的步骤, 造成该算法交换数据多、等待时间长。这些缺点限制了该算法的应用。

为此, 本文提出基于相量测量单元(PMU)的分

布式动态状态估计新算法。该算法采取 3 个措施: 配置少量 PMU, 引入协调模块, 将采用同步检测的算法转化为独立检测的分布并行算法; 在状态预测后加入指数函数进行量测数据预处理; 在滤波中采用 λ 对雅可比矩阵进行加权。以上措施不仅能避开上述分层动态状态估计算法和搭接同步算法的缺点, 保留其优点, 而且真正实现了算法的并行计算, 减少了数据的交换量和传递量。并且, 针对各子系统参考母线的不统一, 提出新的各子系统相角归并为全系统的参考节点的方法, 有一定的实用价值。

1 动态状态估计的数学模型

动态状态估计采用 Holt 两参数指数平滑法, 结合常规扩展 Kalman 滤波(EKF)原理, 进行状态预测和估计^[2]。

假定忽略扰动后的暂态过程, 并将描述电力系统运行状态变化的准稳态模型线性化, 可表示为:

$$\mathbf{X}_{k+1} = \mathbf{F}_k \mathbf{X}_k + \mathbf{U}_k + \boldsymbol{\omega}_k \quad (1)$$

系统的量测模型可写成:

$$\mathbf{Z}_{k+1} = \mathbf{h}(\mathbf{X}_{k+1}) + \mathbf{V}_{k+1} \quad (2)$$

式中: $\mathbf{X}_k$ 为 k 时刻 $n \times 1$ 维状态矢量; $\mathbf{Z}_k$ 为 k 时刻 $m \times 1$ 维观测向量; $\mathbf{h}(\mathbf{X}_k)$ 为 $m \times 1$ 维非线性量测函数; $\mathbf{F}_k$ 为状态转移矩阵; $\boldsymbol{\omega}_k, \mathbf{V}_k$ 分别为 $n \times 1$ 维和 $m \times 1$ 维均值为 0 的白噪声。

由式(1)、式(2)可推得 EKF 公式。预测步为:

$$\begin{cases} \hat{\mathbf{a}}_k = a\hat{\mathbf{X}}_k + (1-a)\tilde{\mathbf{X}}_k \\ \hat{\mathbf{b}}_k = \beta(\hat{\mathbf{a}}_k - \hat{\mathbf{a}}_{k-1}) + (1-\beta)\mathbf{b}_{k-1} \\ \tilde{\mathbf{X}}_{k+1} = \hat{\mathbf{a}}_k + \hat{\mathbf{b}}_k \end{cases} \quad (3)$$

$$\mathbf{M}_{k+1} = \mathbf{F}_k \boldsymbol{\Sigma}_k \mathbf{F}_k^T + \mathbf{Q}_k \quad (4)$$

滤波步为:

$$\begin{cases} \hat{\mathbf{X}}_{k+1} = \tilde{\mathbf{X}}_{k+1} + \mathbf{K}_{k+1} (\mathbf{Z}_{k+1} - \mathbf{h}(\tilde{\mathbf{X}}_{k+1})) \\ \mathbf{K}_{k+1} = \mathbf{\Sigma}_{k+1} \mathbf{H}_{k+1}^T \mathbf{R}_{k+1}^{-1} \\ \mathbf{\Sigma}_{k+1} = (\mathbf{H}_{k+1}^T \mathbf{R}_{k+1}^{-1} \mathbf{H}_{k+1} + \mathbf{M}_{k+1}^{-1})^{-1} \end{cases} \quad (5)$$

2 分布式动态状态估计的数学模型

2.1 电力系统的分区

进行分布式动态状态估计时,首先要解决分区问题。现以图 1 所示的 2 个子系统 A,B 为例,说明算法的分区过程^[3]。

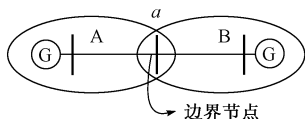


图 1 相邻系统 A 和 B
Fig. 1 Adjacent system A and B

采用搭接式方法对电网进行分区,如图 1 所示。由此可见,对系统分区主要考虑边界母线 a 的处理。采用如图 2 所示的方法,设想在 a 中间存在零阻抗支路,将边界母线 a 点分成 a, a' , 线路上有潮流 P_a, Q_a , 电压 $V_a, V_{a'}$ 。将零支路阻抗切断,就实现了 A, B 两系统的分割。

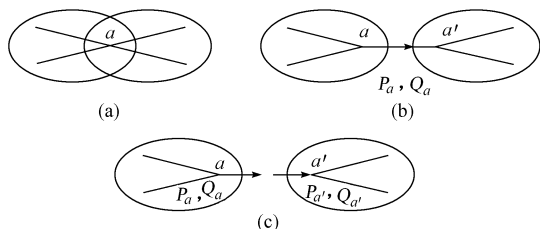


图 2 边界母线 a 的处理
Fig. 2 Method of handling border bus a

显然,由分区特点可知,以下等式成立:

$$\begin{cases} V_a = V_{a'} \\ \theta_a = \theta_{a'} \end{cases} \quad (6)$$

划分区域时边界母线数量要尽量少,并假设区域内搭接点无注入量测量。若节点有注入量测量,则采用一无注入的虚拟节点与实际节点相连,通过一条零阻抗支路将实际节点划分到搭接点外^[4]。

2.2 局部参考母线的处理

由以上电网分区的过程可知,边界母线等式成立的条件是以全网的参考节点为参考。但实现分区后,每个子系统都有自己的参考母线,故式(6)中相角相等的条件在局部参考母线条件下不再成立。为此引入 G 变量,实现参考节点的转化^[5]。

由图 3 可知,以各子系统为参考节点的相邻系统的边界母线的等式约束条件为:

$$\theta_{al} + G_a = \theta_{a'l} + G_b \quad (7)$$

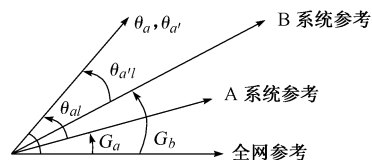


图 3 全网参考和各子系统参考节点的相量示意图
Fig. 3 Relation of the global reference and local reference

因为 PMU 可测得节点电压的相角,即电压相角可作为量测量,而且其数值精度较高^[6,7]。因此,可以在各子系统的参考节点处配置 PMU,通过其量测值来确定各子系统的 G ,实现各子系统相角参考与全系统的参考节点的转化。当然,建议尽量选边界母线为参考节点,在其上配置 PMU,这样可以在状态滤波中使用,从而在达到同样效果的基础上减少配置个数、降低成本。

2.3 基于 PMU 的分布式动态状态估计

假设一个大的电力系统被分成 M 个子系统,每个子系统进行动态状态估计的流程如图 4 所示。

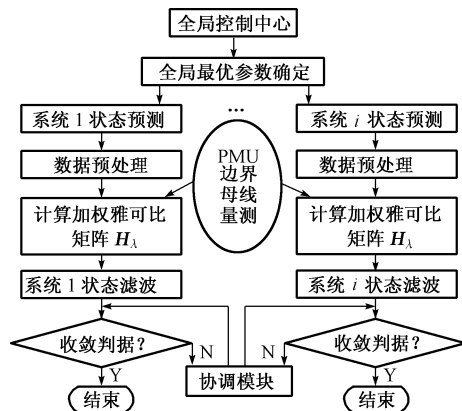


图 4 基于 PMU 的分布式并行算法流程
Fig. 4 Chart of the distributed algorithm based on PMU

2.3.1 状态预测

目前,论述分布式状态估计的文献大多采用全网预测、分网滤波的方法。本文则采用分网预测、分网滤波的方法,彻底实现分布式算法。状态预测在算法上仍采用两参数指数平滑法,但考虑到该算法是针对各子系统进行分布并行预测,实现整个系统的最优预测结果,故采用全局统一最优参数来解决。

由式(3)可知,当各子系统采用统一的最优参数 α 和 β 时,边界母线的状态预测值也是全局最优。具体的参数确定可参阅文献^[8]。

2.3.2 数据预处理

量测数据精度的大小会影响动态状态估计的精度。因此,本文对量测数据进行预处理,将数据误差对算法的影响减少到最小。

借鉴鲁棒算法^[9],在状态预测和滤波间引入指数函数,以改变量测数据的权重:

$$\begin{cases} \mathbf{W}_k = \mathbf{W}_k \exp(-|\mathbf{Z}_k - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{X}}_k)|) \\ \mathbf{R}_k = \mathbf{W}_k^{-1} \end{cases} \quad (8)$$

由式(8)可知,指数函数的引入可修改权重,使量测值的权重随着预测的精度变化而变化,这符合权重选取的原则,可提高数值精度,加快收敛速度。

2.3.3 状态滤波

文献[3]提出的搭接式分布算法要求各相邻子系统必须逐次检测约束条件,这是其主要缺点。为此,本文对该算法进行改进。

如前所述,在搭接点配置 PMU,且以系统全网的参考母线为参考,这样等式约束条件可转化为各子系统内的滤波收敛判据。设第 i 个子系统与第 j 个子系统有搭接点,即两系统都满足边界母线电压相量等式约束条件,则下述收敛判据可使算法简化。

$$\max |\theta_i + G_i - \theta_{\text{PMU}i}| < \xi \quad (9)$$

$$\max |V_i - V_{\text{PMU}i}| < \zeta \quad (10)$$

式(9)为 i 系统的电压相角收敛判据,式(10)为电压幅值收敛判据。

由于在边界母线配置了 PMU,电压幅值和相角是比较精确的量测值,在滤波中计入该值,加速了收敛,得到精确的电压相量。因此,以上述不等式作为收敛的判据之一,容易得到满足。它很好地协调了 2 个相邻子系统间的边界母线,使得 $\dot{V}_a \approx \dot{V}_a'$ 。

2.3.4 协调模块

当量测系统数据的兼容性不好或不能有效处理不良数据,导致两系统边界母线值相差较大时,协调模块(见图 5)工作。其工作原理是采用残差加权估计值方法,方法如下。

边界值误差大于 Δ 时,

$$X = \frac{r_2 X_1}{r_1 + r_2} + \frac{r_1 X_2}{r_1 + r_2} \quad (11)$$

式中: X_1, X_2 为 2 个子系统的边界母线的电压幅值或相角; r_1, r_2 分别为对应量测量 X_1, X_2 的残差。

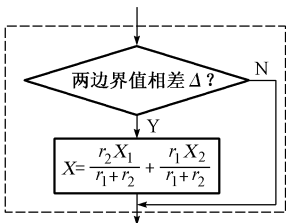


图 5 协调模块

Fig. 5 Coordination model

该模块在协调边界母线电压幅值和相角后,再进行迭代滤波,使状态估计结果满足精度要求。

3 加权雅可比矩阵的计算

在电力系统状态估计所采用的量测值中,既有一级量测误差,又有一级计算误差。一般情况下,SCADA 系统所采集的电压幅值称为一级误差,而节点功率和潮流则为二级误差,它无疑会降低估计精度,增大计算量^[10]。因此,要根据量测点的分布类型,做以下考虑:①电压幅值量测值只有一级测量误差,其相对误差小,应有效利用这些量,以提高状态估计的精度;②PMU 的量测值精度较高,采用何种方法计入 PMU 的值以提高状态估计的精度成为研究的热点。

文献[7]指出直接将 PMU 的量测值计入 $\mathbf{H}$ 中,对状态估计的精度影响不大,因此本文采用对雅可比矩阵元素进行加权的方法,提高数据精度,加快算法收敛速度。

直角坐标系下的雅可比矩阵为:

$$\mathbf{H}(X) = \frac{\partial \mathbf{h}(X)}{\partial X} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \\ R & S \\ X & Y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial e} & \frac{\partial P}{\partial f} \\ \frac{\partial Q}{\partial e} & \frac{\partial Q}{\partial f} \\ \frac{\partial U^2}{\partial e} & \frac{\partial U^2}{\partial f} \\ \frac{\partial \tan \theta}{\partial e} & \frac{\partial \tan \theta}{\partial f} \end{bmatrix} \quad (12)$$

其中 H, N, M, L, R, S 的算式参考文献[10],现对 X, Y 元素进行推导。

$$V = e + jf = V \cos \theta + jV \sin \theta$$

$$\tan \theta = \frac{V \sin \theta}{V \cos \theta} = \frac{f}{e}$$

$$\frac{\partial \tan \theta}{\partial e} = -\frac{f}{e^2}$$

$$\frac{\partial \tan \theta}{\partial f} = \frac{1}{e}$$

在 $\mathbf{H}$ 中引入权重系数 λ ,得

$$\mathbf{H}_\lambda(X) = \lambda \frac{\partial \mathbf{h}(X)}{\partial X} = \begin{bmatrix} \lambda_1 \frac{\partial P}{\partial e} & \lambda_1 \frac{\partial P}{\partial f} \\ \lambda_2 \frac{\partial Q}{\partial e} & \lambda_2 \frac{\partial Q}{\partial f} \\ \lambda_3 \frac{\partial U^2}{\partial e} & \lambda_3 \frac{\partial U^2}{\partial f} \\ \lambda_4 \frac{\partial \tan \theta}{\partial e} & \lambda_4 \frac{\partial \tan \theta}{\partial f} \end{bmatrix} \quad (13)$$

当量测类型的量测值精度高时取 $\lambda_i > 1$,量测值在估计中的作用被扩大;当量测类型的量测值精度低时取 $0 < \lambda_i < 1$,这样量测量在估计中的作用就缩小了;而取 $\lambda_i = 1$ 时,相当于未对雅可比矩阵进行加权。

4 仿真

4.1 算例描述

本文采用 IEEE 14 节点系统进行仿真。网络接线图及线路参数见文献[10]附录。在子系统的参考点 1, 8, 边界点 4, 5 处配置 PMU。系统采样 18 次, 各节点的负荷变化采用图 6 所示的曲线。仿真中真值经 PSASP 分析综合程序计算得到。同时考虑到量测系统的数据易受高斯白噪声干扰, 该仿真对此误差进行了模拟。误差假设成正态分布, 均值为 0, 其中将功率量测值的误差标准差取为 2% 的真值。同样, 将电压量测值误差标准差取为 1% 的真值。相角量测取为 0.1%。

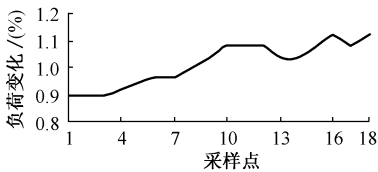


图 6 负荷变化曲线
Fig. 6 Curve of the load

仿真系统分为 2 个子系统, 各子系统的参数如表 1 所示。

表 1 IEEE 14 节点分区表
Table 1 Decomposition details of the IEEE 14-bus test system

区域	节点数	边界节点	支路数	量测数	冗余度
A ¹	5	2	7	26	2.6
A ²	11	2	13	47	2.1
全网	14		20	69	2.4

4.2 算法的性能指标

为了验证基于 PMU 的分布式动态状态估计算法的有效性, 便于了解其性能, 对预测和滤波结果分别采用以下指标:

$$\epsilon^p(k) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |\hat{\mathbf{X}}_i(k) - \mathbf{X}_i^T(k)| \quad (\text{预测})$$

$$\epsilon^f(k) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |\hat{\mathbf{X}}_i(k) - \mathbf{X}_i^T(k)| \quad (\text{滤波})$$

4.3 仿真结果

本文在 MATLAB 6.5 平台上实现所提出的算法, 通过对 IEEE 14 节点系统仿真, 验证所提出算法的可行性和有效性。

4.3.1 从算法的数据交换量上分析各算法的性能
改进算法减少了相邻系统的数据交换量。改进前, 在每次滤波迭代后, 都要检测边界电压是否相等, 即迭代过程中需要不断传输、交换数据; 而改进后算法只在节点电压与 PMU 误差大于 Δ 时才交换数据。显然, 数据交换量减少。选采样点为 7, 改进前的交换量(交换个数 $\times$ 迭代次数)为 4×10 , 改进后的交换量为 0。数据交换量的减少不仅在一定程度上提高了算法的计算速度(见表 2), 而且使得该算法易于在互联系统中实现。

表 2 改进算法与整体式算法的计算时间对比
Table 2 Time comparison of each algorithm

算法	节点数	分区耗时/s	总共耗时/s
整体式	14	62.6	62.6
改进前	5/11	44.1/44.1	44.1
改进后 $\lambda_i=1$	5/11	6.46/28.79	28.79
$\lambda_i = \begin{cases} 1 & i=1,2 \\ 5 & i=3,4 \end{cases}$	5/11	6.35/22.97	22.97

注: 取 $\lambda_i = \begin{cases} 1 & i=1,2 \\ 5 & i=3,4 \end{cases}$ 是考虑到 PMU 量测的电压幅值和相角精度高, 故权重系数宜大, 而功率量测值精度低, 权重小。

4.3.2 从算法得到的数据精度上分析各算法性能
表 3 列出了以上 3 种算法对所有节点的电压相量的估计值与真值的绝对误差的平均值和最大值的比较结果。其中, 分布式算法各自考虑 5 节点系统 1 和 11 节点系统 2 的情况。

表 3 改进算法与整体式算法的计算精度对比
Table 3 Precision comparison of each algorithm

采样点	整体式		改进前		改进后 $\lambda_i=1$		改进后 $\lambda_i = \begin{cases} 1 & i=1,2 \\ 5 & i=3,4 \end{cases}$	
	最大值	平均值	最大值	平均值	最大值	平均值	最大值	平均值
1	0.610 7	0.142 8	0.219 8/0.195 9	0.045 6/0.036 8	0.302 9/0.188 5	0.074 7/0.034 6	0.197 4/0.145 1	0.039 3/0.027 6
2	0.311 7	0.045 7	0.189 3/0.345 9	0.037 4/0.076 4	0.118 9/0.333 1	0.037 3/0.070 1	0.182 6/0.252 6	0.034 2/0.040 0
3	0.486 2	0.086 8	0.113 6/0.652 3	0.032 1/0.119 1	0.112 7/0.580 5	0.032 0/0.105 0	0.095 3/0.371 1	0.029 0/0.035 5
4	0.235 5	0.040 9	0.041 5/0.144 4	0.011 6/0.040 2	0.041 4/0.148 1	0.011 6/0.039 2	0.035 5/0.162 2	0.010 1/0.032 5
5	0.179 6	0.032 9	0.086 7/0.437 0	0.016 2/0.082 0	0.086 3/0.418 8	0.016 2/0.079 6	0.080 0/0.223 9	0.015 8/0.063 1
总体情况	0.619 3	0.063 9	0.248 9/0.758 2	0.026 8/0.082 8	0.302 9/0.741 6	0.028 3/0.081 1	0.245 3/0.471 3	0.024 3/0.053 2

注: “/”前后数值分别对应节点数为 5 和 11。

由表 3 可见,针对每一采样点或 18 次采样的总体情况,采用整体式算法平均误差小,但对于大系统却并不适用;采用分布式算法后,在数据精度基本不变的前提下,最大限度地体现了算法的优越性。

4.3.3 PMU 量测精度对估计结果的影响

为了进一步分析两区间边界节点相角量测有误差时对估计潮流的影响,进一步对相角量测量取不同误差进行了仿真计算。

表 4 列出了相角量测量取不同误差时 1 区(5 节点)的仿真结果。表中数据分别为 18 次采样所得 10 个状态变量估计值的最大误差和误差总和(因平均误差太小不便于比较)。其中将相角量测误差的标准差分别取为真值的 0.1%,0.5%,1%和 5%。由表 4 可见,量测误差在 5%以下时,对估计值精度的影响不大,其估计潮流的精度满足要求。当其误差过大地影响其收敛性时,测量误差已超过规定值。在实际应用时,可采取相应措施,对量测数据进行预处理,避免出现误差过大的量测值。

4.3.4 分析改进后算法对边界节点的协调能力

IEEE 14 节点系统被分成 2 个子系统后,存在 4,5 两个边界节点。本文以节点 5 为例来说明算法的协调能力。

表 4 量测误差对状态估计的影响

Table 4 Effect of the measurements error from PMU on dynamic state estimation

标准差/(%)	最大误差	18 次总误差
0.1	0.030 29	0.509 30
0.5	0.030 30	0.509 36
1	0.030 30	0.509 43
5	0.030 32	0.510 02

图 7、图 8 分别给出了用基于 PMU 分布式动态状态估计算法对系统 1 和系统 2 中节点 5 的电压幅值和相角的滤波值。

由图 7、图 8 可见,经过收敛判据判定和协调模块处理后,数值已经相当接近,误差很小,满足精度要求。

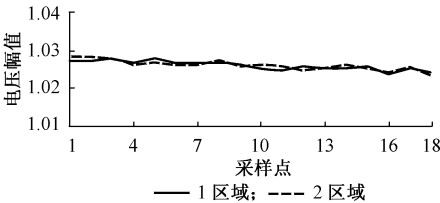


图 7 不同区域异步处理后的节点 5 电压幅值

Fig.7 Voltage magnitude of border bus 5 computed in different area

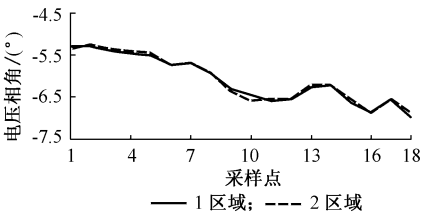


图 8 不同区域异步处理后的节点 5 电压相角

Fig.8 Voltage degree of border bus 5 computed in different area

5 结语

以上理论分析和仿真的比较结果表明该改进算法是简单、有效的,具有以下优点:

1)采用搭接式方法实现网络分区,能充分利用子系统之间的联络线功率量测,有效利用了高精度信息,克服了分层分区法损失大量的量测信息的缺点。

2)提出的 PMU 配置方案,对解决子系统相角归并作为全系统的参考节点可行、有效。

3)采用改进算法后,克服了原搭接式分布算法逐次检测约束条件的缺点,同时避免了因处理器等待而造成的时间浪费和数据传送的繁忙。

4)采用协调模块修正了边界母线节点估计偏差,无需进行全网二次协调。

5)采用 λ 对雅可比矩阵元素进行加权,从而提高了数据精度,节约了计算时间,而且加快了算法的收敛速度。

当然,在实际应用中,该算法仍存在问题。较为突出的关键问题之一是当边界 PMU 量测误差较大时,会影响收敛判据,继而影响 2 个区域的估计潮流精度,甚至影响其收敛性。为此,需要研究保证这少量边界 PMU 量测值精度的方法,最大限度地发挥该算法的优点。

参考文献

[1] 王力哲,王心丰,范正刚,等. 电力系统中厂站/全网双层状态估计. 电网技术,2001,25(2):6—9.
WANG Li-zhe, WANG Xin-feng, FAN Zheng-gang et al. Hierarchical State Estimation of Plants/Whole Network for Power Systems. Power System Technology, 2001, 25(2): 6—9.
[2] 张伯明,王世纛,相年德. 电力系统实时运行的状态估计和预报. 中国电机工程学报,1991,11(增刊):68—74.
ZHANG Bo-ming, WANG Shi-yi, XIANG Nian-de. Estimation and Forecasting of Real-time Power System Operation States. Proceedings of the CSEE, 1991, 11 (Supplement): 68—74.
[3] EBRAHIMIAN R, BALDICK R. State Estimation Distributed Processing. IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15(4):

- 1240—1246.
- [4] MONTICELLI A, GARCIA A. Modeling Zero Impedance Branches in Power System State Estimation. IEEE Trans on Power Systems, 1991, 6(4): 1561—1570.
- [5] CONTRERAS J, LOSI A, RUSSO M et al. Simulation and Evaluation of Optimization Problem Solutions in Distributed Energy Management Systems. IEEE Trans on Power Systems, 2002, 17(1): 57—62.
- [6] 韩英铎,王仲鸿,林孔兴. 电力系统中的三项前沿课题——柔性输电技术,智能控制,基于 GPS 的动态安全分析与监测系统. 清华大学学报(自然科学版),1997,37(7):1—6.
HAN Ying-duo, WANG Zhong-hong, LIN Kong-xing. Three New Front Subjects—FACTS Intelligent Control and Dynamic Security Analysis and Monitor System Based on GPS. Journal of Tsinghua University (Sci & Tech), 1997, 37(7): 1—6.
- [7] 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. 中国电机工程学报,2001, 21(8): 29—33.
WANG Ke-ying, MU Gang, CHEN Xue-yun. Precision Improvement and PMU Placement Studies on State Estimation of a Hybrid Measurement System with PMUs. Proceedings of the CSEE, 2001, 21(8): 29—33.
- [8] MAKRIDAKIS S G, WHEELWRIGHT S C. Forecasting Methods and Application. Santa Barbara (CA): John Wiley & Sons, 1978.
- [9] SHIH Kuang-Rong, HUANG Shyh-Jier. Application of a Robust Algorithm for Dynamic State Estimation of a Power System. IEEE Trans on Power Systems, 2002, 17(1): 141—147.
- [10] 张伯明,陈寿孙. 高等电力网络分析. 北京:清华大学出版社, 1999.
ZHANG Bo-ming, CHEN Shou-sun. Power System Network Analysis. Beijing: Tsinghua University Press, 1999.

刘辉乐(1979—),女,硕士研究生,主要研究方向为电力系统调度自动化及继电保护。E-mail: marylhl@163.com

刘天琪(1962—),女,教授,博士,主要研究方向为电力系统分析计算与稳定控制、电力系统调度自动化、高压直流输电等。

彭锦新(1977—),男,硕士研究生,研究方向为电力系统调度自动化。

New Distributed Power System Dynamic State Estimation Algorithm Based on PMU

LIU Hui-le, LIU Tian-qi, PENG Jin-xin
(Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: With the development of power system, power networks become very large through interconnected local networks. Each area has relatively independent dispatching system, so the distributed dynamic state estimation algorithm is used to accommodate to this pattern. In the paper, based on the extended Kalman filtering techniques and pervious distributed algorithm, a new distributed power system dynamic state estimation algorithm based on PMU is presented. By using the data of PMUs, parallel process is really achieved, and the relay is avoided by exchanging data of the previous one. Combined with the methods of processing the data before filtering step, weighing the elements of Jacobian matrix and so on, the computational speed is fast and the result is accurate. The results of an IEEE-14 test system demonstrates its advantage.

Key words: phase measurement unit (PMU); dynamic state estimation; distributed processing; power systems