



(12) 发明专利申请

(10) 申请公布号 CN 101924364 A

(43) 申请公布日 2010.12.22

(21) 申请号 201010237485.8

(22) 申请日 2010.07.23

(71) 申请人 清华大学

地址 100084 北京市海淀区清华园1号

(72) 发明人 孙宏斌 张伯明 吴文传 郭庆来
李青芯

(74) 专利代理机构 北京清亦华知识产权代理事
务所(普通合伙) 11201

代理人 罗文群

(51) Int. Cl.

H02J 3/00(2006.01)

H02J 13/00(2006.01)

G01R 21/00(2006.01)

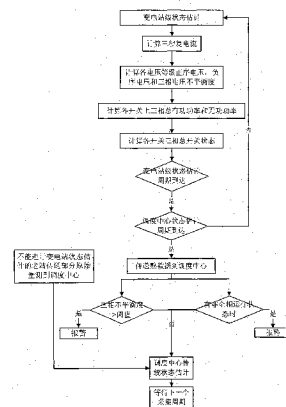
权利要求书 4 页 说明书 14 页 附图 3 页

(54) 发明名称

变电站-调度中心两级分布式电网的非线性
状态估计方法

(57) 摘要

本发明涉及一种变电站-调度中心两级分布式电网的非线性状态估计方法,属于电力系统运行和控制技术领域。首先在变电站中利用来自PMU、RTU的多源量测,采用变电站三相无阻抗非线性多源状态估计方法进行变电站状态估计,同步辨识并剔除变电站内开关开合状态坏数据和模拟量坏数据,获得各变电站的高可靠性的三相拓扑结构、高精度的三相状态估计结果及三相不平衡度并实时上传到调度中心,同时没有参与变电站状态估计的变电站选择部分原始量测量上传到调度中心,调度中心利用上传的正序或单相量对电网进行拓扑分析及非线性单相状态估计,有效监视全网三相不平衡程度和非全相运行的情况,并实现了传统状态估计到两级分布式状态估计的过渡。



1. 一种变电站 - 调度中心两级分布式电网的非线性状态估计方法,其特征在于该方法包括以下步骤:

(1) 设 T1 为电网的变电站的状态估计周期, T2 为电网的调度中心的状态估计周期, $T1 < T2$; 采集各变电站中各电压等级下来自电网的远方终端单元和相量量测单元的多源量测数据, 来自远方终端单元的量测数据为: 变电站内的各三相电压幅值、三相电流幅值、三相有功功率、三相无功功率以及变电站内各开关各相的开关开合状态, 来自相量量测单元的量测数据为: 变电站内的各三相复电压、三相复电流、三相有功功率和三相无功功率;

(2) 设电网变电站的各电压等级下各开关三相为闭合, 形成由连通的无阻抗开关支路组成的开关岛, 在各开关岛内分别进行无阻抗电压状态估计和无阻抗功率状态估计, 并根据无阻抗功率状态估计结果分别进行模拟量坏数据的辨识和开关开合状态坏数据辨识, 剔除坏数据, 根据新的开关开合状态, 形成变电站内各电压等级下的新开关岛, 设新开关岛有 M 个, 则 $M = \sum_{k=1}^K N_k$, 其中, K 为该变电站内电压等级个数, N_k 为第 k 个电压等级下开关岛个数, 对各新开关岛进行状态估计, 得到变电站内各电压等级下各开关的三相开合状态 \mathbf{z}_{CB}^φ 、各节点的三相复电压 \dot{U}_{nd}^φ 、各开关上三相有功功率 P_{CB}^φ 和无功功率 Q_{CB}^φ 以及各节点三相注入有功功率 $P_{ND}^\varphi = \begin{pmatrix} P_{LN}^\varphi \\ P_{nd}^\varphi \end{pmatrix}$ 和无功功率 $Q_{ND}^\varphi = \begin{pmatrix} Q_{LN}^\varphi \\ Q_{nd}^\varphi \end{pmatrix}$, 其中 P_{LN}^φ 、 Q_{LN}^φ 分别为与变电站内的变压器、线路及容抗器相连的出线节点的三相注入有功功率和无功功率, P_{nd}^φ 、 Q_{nd}^φ 分别为除出线节点以外的物理节点的三相注入有功功率和无功功率, 上标 $\varphi = a, b, c$ 表示三相;

(3) 以步骤 (2) 的变电站内各电压等级下各新开关岛分别为一条母线, 则共有 M 条母线, 母线的复电压为 \dot{U}_{BS}^φ , 通过求解 $\dot{U}_{BSm}^\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{U}_{nd,i}^\varphi}{n}$ 得到变电站内第 m 个新开关岛的母线复电压 \dot{U}_{BSm}^φ , 其中, $\dot{U}_{nd,i}^\varphi$ 为上述各节点三相复电压 \dot{U}_{nd}^φ 的第 i 个值, n 为第 m 个新开关岛内的节点数, 则母线的 a、b 线电压相量为 \dot{U}_{BS}^{ab} , $\dot{U}_{BS}^{ab} = \dot{U}_{BS}^a - \dot{U}_{BS}^b$, \dot{U}_{BS}^a 为母线 a 相电压相量, \dot{U}_{BS}^b 为母线 b 相电压相量;

(4) 根据步骤 (2) 的变电站三相状态估计结果, 通过求解 $\mathbf{i}_{CB}^\varphi = \left(\frac{P_{CB}^\varphi + jQ_{CB}^\varphi}{\dot{U}_{BSm}^\varphi} \right)^*$ 得到第 m 个新开关岛内各开关上三相复电流 \mathbf{i}_{CB}^φ , 通过求解 $\mathbf{i}_{ND}^\varphi = \left(\frac{P_{ND}^\varphi + jQ_{ND}^\varphi}{\dot{U}_{BSm}^\varphi} \right)^*$ 得到第 m 个新开关岛内各节点的三相注入复电流 $\mathbf{i}_{ND}^\varphi = \begin{pmatrix} \mathbf{i}_{LN}^\varphi \\ \mathbf{i}_{nd}^\varphi \end{pmatrix}$, 其中 \mathbf{i}_{LN}^φ 为与变电站内的变压器、线路及容抗器相连的出线节点的三相注入复电流, \mathbf{i}_{nd}^φ 为除出线节点以外的物理节点的三相注入复电流, 出线节点 a 相的电流相量为 \mathbf{i}_{LN}^a ;

(5) 根据步骤 (3) 中变电站内各母线三相复电压 \dot{U}_{BS}^φ , 得到变电站内各母线三相电压的正序分量 \dot{U}_1 和负序分量 \dot{U}_2 ;

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \frac{1}{3}(\dot{U}^a + a\dot{U}^b + a^2\dot{U}^c) \\ \dot{U}_2 = \frac{1}{3}(\dot{U}^a + a^2\dot{U}^b + a\dot{U}^c) \end{cases}$$

其中, $a = e^{j\frac{2}{3}\pi} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$, 计算得到变电站内各母线的三相复电压正序分量幅值 $|U_1|$ 和负序分量幅值 $|U_2|$:

$$\begin{cases} |U_1| = \sqrt{U_{1\text{real}}^2 + U_{1\text{imag}}^2} \\ |U_2| = \sqrt{U_{2\text{real}}^2 + U_{2\text{imag}}^2} \end{cases}$$

其中, $U_{1\text{real}}$ 和 $U_{1\text{imag}}$ 为变电站内各母线三相复电压正序分量 \dot{U}_1 的实部和虚部, $U_{2\text{real}}$ 和 $U_{2\text{imag}}$ 为负序分量 \dot{U}_2 的实部和虚部, 通过求解 $\varepsilon_U = \frac{|U_2|}{|U_1|} \times 100\%$ 得到变电站内各母线的三相电压不平衡度;

(6) 由步骤 (4) 变电站内各出线节点的三相注入复电流 \dot{I}_{LN}^{φ} , 计算得到各出线节点三相电流的正序分量 \dot{I}_1 和负序分量 \dot{I}_2 :

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = \frac{1}{3}(\dot{I}_{LN}^a + a\dot{I}_{LN}^b + a^2\dot{I}_{LN}^c) \\ \dot{I}_2 = \frac{1}{3}(\dot{I}_{LN}^a + a^2\dot{I}_{LN}^b + a\dot{I}_{LN}^c) \end{cases}$$

其中, $a = e^{j\frac{2}{3}\pi} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$, 计算得到各出线节点三相电流的正序分量幅值 $|\dot{I}_1|$ 和负序分量幅值 $|\dot{I}_2|$:

$$\begin{cases} |\dot{I}_1| = \sqrt{I_{1\text{real}}^2 + I_{1\text{imag}}^2} \\ |\dot{I}_2| = \sqrt{I_{2\text{real}}^2 + I_{2\text{imag}}^2} \end{cases}$$

其中, $I_{1\text{real}}$ 和 $I_{1\text{imag}}$ 分别为正序分量 \dot{I}_1 的实部和虚部, $I_{2\text{real}}$ 和 $I_{2\text{imag}}$ 分别为负序分量 \dot{I}_2 的实部和虚部, 通过求解 $\varepsilon_I = \frac{|\dot{I}_2|}{|\dot{I}_1|} \times 100\%$, 得到变电站内各出线节点三相电流不平衡度;

(7) 通过如下公式:

$$\begin{cases} P_{CB} = P_{CB}^a + P_{CB}^b + P_{CB}^c \\ Q_{CB} = Q_{CB}^a + Q_{CB}^b + Q_{CB}^c \\ P_{ND} = P_{ND}^a + P_{ND}^b + P_{ND}^c \\ Q_{ND} = Q_{ND}^a + Q_{ND}^b + Q_{ND}^c \end{cases},$$

计算变电站内各开关三相总有功功率 P_{CB} 和三相总无功功率 Q_{CB} , 以及变电站内各节点的三相注入总有功功率 $P_{ND} = \begin{pmatrix} P_{LN} \\ P_{nd} \end{pmatrix}$ 和三相总无功功率 $Q_{ND} = \begin{pmatrix} Q_{LN} \\ Q_{nd} \end{pmatrix}$, 其中 P_{LN} 、 Q_{LN} 分别为变电站内各出线节点的三相总有功功率和无功功率, P_{nd} 、 Q_{nd} 分别为除出线节点以外的物理节点

的三相总有功功率和无功功率；

(8) 计算变电站内各开关的三相总开合状态 z_{CB} ，其中第 i 个开关的三相总开合状态计算公式如下：

$$z_{CB,i} = \begin{cases} 0, & \text{if } z_{CB,i}^a = z_{CB,i}^b = z_{CB,i}^c = 0; \\ 1, & \text{if } z_{CB,i}^a = z_{CB,i}^b = z_{CB,i}^c = 1; \\ 2, & \text{alarm} \end{cases}$$

其中, 0 表示开关的三相都闭合, 1 表示开关的三相都断开, 2 表示开关的三相开合状态不一致, 处于报警状态, 并向调度中心发送非全相运行状态的报警信号；

(9) 当到达电网的变电站的状态估计周期 $T1$ 时, 重复步骤 (1)-(9), 进行周期性变电站状态估计, 当到达电网的调度中心的状态估计周期 $T2$ 时, 进行以下步骤；

(10) 电网的调度中心从各变电站采集量测量熟数据 z_{se} , 其中, 当调度中心需要正序熟数据对电网进行状态估计时, $z_{se} = z_{se}^1 = (\dot{U}_1, \dot{I}_1, P_{LN}, Q_{LN})^T$, 其中, z_{se}^1 表示正序熟数据, 当调度中心需要单相熟数据对电网进行状态估计时, $z_{se} = z_{se}^{ab} = (\dot{U}_{BS}^{ab}, \dot{I}_{LN}^a, P_{LN}, Q_{LN})^T$, z_{se}^{ab} 表示单相熟数据, 同时调度中心从各变电站采集以下变电站状态估计结果: 变电站的各母线三相电压不平衡度 ε_U 、各出线节点三相电流不平衡度 ε_I 以及各开关的三相总开合状态 z_{CB} ；

(11) 调度中心采集电网中不参与变电站状态估计的各变电站原始量测量 z_{meas} , 其中, 当调度中心需要正序量测量对电网进行状态估计时, $z_{meas} = z_{meas}^1 = (|U'_1|, |I'_1|, P', Q', \dot{U}'_1, \dot{I}'_1, P'_{PMU}, Q'_{PMU})^T$, 其中, z_{meas}^1 表示正序量测量, $|U'_1|$ 为远方终端单元采集到的变电站内各电气母线电压幅值, $|I'_1|$ 为远方终端单元采集到的各出线节点的电流幅值, P' 、 Q' 分别为远方终端单元采集到的各出线节点的三相总的有功功率和无功功率, \dot{U}'_1 为相量量测单元采集到的各电气母线正序复电压, \dot{I}'_1 分别为相量量测单元采集到的各出线节点的正序复电流, P'_{PMU} 、 Q'_{PMU} 分别为相量量测单元采集到的各出线节点的三相总有功功率和无功功率, 当调度中心需要单相熟数据对电网进行状态估计时, $z_{meas} = z_{meas}^{ab} = (|U'_{ab}|, |I'_a|, P', Q', \dot{U}'_{ab}, \dot{I}'_a, P'_{PMU}, Q'_{PMU})^T$, 其中, z_{meas}^{ab} 表示单相量测量, $|U'_{ab}|$ 为远方终端单元采集到的变电站内各电气母线 a、b 线电压幅值, $|I'_a|$ 为远方终端单元采集到的变电站内各出线节点的 a 相电流幅值, \dot{U}'_{ab} 为相量量测单元采集到的变电站内各电气母线 a、b 线电压相量, \dot{I}'_a 为相量量测单元采集到的变电站内各出线节点的 a 相电流相量；

(12) 当调度中心的第 i 个开关的三相总开合状态 z_{CB1} 等于 2 时, 即为非全相运行状态时, 处于报警状态；设置一个三相电流不平衡度阈值, 当变电站内各出线节点的三相复电流不平衡度 ε_I 大于此阈值时, 处于报警状态；设置一个三相电压不平衡度阈值, 当变电站内各母线的三相电压不平衡度 ε_U 大于此阈值时, 处于报警状态；利用各变电站状态估计结果, 对电网进行传统的电力系统拓扑分析和状态估计, 传统状态估计目标函数如下：

$$J(x) = [z-h(x)]^T R^{-1} T [z-h(x)]$$

其中, 状态量 $x = (v_1, \dots, v_m, \theta_1, \dots, \theta_m)^T$ 表示电网各母线的电压幅值和相角, 量测矢量 $z = \begin{pmatrix} z_{se} \\ z_{meas} \end{pmatrix}$, 包括变电站状态估计得到的量测量熟数据 z_{se} 及没有进行状态估计的变电

站的原始量测量 z_{meas} ;

(13) 重复步骤 (1)-(13), 进行变电站 - 调度中心两级分布式电网的非线性状态估计。

变电站 - 调度中心两级分布式电网的非线性状态估计方法

技术领域

[0001] 本发明涉及一种变电站 - 调度中心两级分布式电网的非线性状态估计方法,属于电力系统运行和控制技术领域。

背景技术

[0002] 能量管理系统 (Energy management system, 以下简称 EMS) 是基于计算机的现代电力系统的调度自动化系统,其任务是对电力系统进行实时采集、监视、分析、优化和控制决策。电力系统状态估计是 EMS 的基础和核心环节,状态估计是利用从电力系统中采集的实时量测信息,排除错误信息,计算出完整、一致和可信的电力系统实时变量,保证 EMS 控制决策的正确性。

[0003] 传统状态估计在电力调度中心实施,利用远方终端单元 (Remote Terminal Unit, 以下简称 RTU) 采集遥测、遥信生数据并通过数据采集与监控系统 (Supervisory Control And Data Acquisition, 以下简称 SCADA) 上传到调度中心,集中完成全网拓扑分析和状态估计。由于传送到调度中心的信息量的先天不足,通过传统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自动化基础数据的准确性问题,拓扑错误、非线性迭代发散、大误差等导致的集中式状态估计的不可用,已成为世界范围内调度中心高级应用实用化中的一个瓶颈问题。造成上述问题的一个根本原因在于信息分布和处理的不合理。一方面,调度中心的信息过于集中。全网电网模型 (含设备参数、静态拓扑、一次单线图) 的建立都要在调度中心完成,工作量随着电网规模的日益增大而显著增加。同时,调度中心的维护人员不可能对电网的每个细节都非常熟悉,潜在的出错可能性非常大,这种参数错误或拓扑错误将湮没在庞大的电网模型信息中,难以排查。另一方面,调度中心的信息在局部又不够冗余。为了避免海量信息传输和存储,厂站侧通常只将调度中心最关心的部分信息上送,因此调度中心无法获得变电站内部的大量冗余的量测采集信息。由于量测冗余度不足,致使拓扑检错和坏数据辨识成为困扰调度中心多年的难点问题。此外,这种集中式的调度中心一旦受到灾难打击,很容易导致全部功能的瘫痪,难以自愈。

[0004] 基于全球定位系统 (global positioning system, GPS) 的相量测量单元 (phasor measurement unit, 以下简称 PMU) 能够给电力系统提供高精度高采样频率的相量量测值,包括各测点的复电压、复电流、功率及频率量测,从而使电力系统线性状态估计成为可能。论文《Tao Yang, Hongbin Sun, Anjan Bose. Two-level PMU-based Linear State Estimator. IEEE PES Power Systems Conference & Exposition, Seattle, USA, March 16-18, 2009》提出了一种基于 PMU 的变电站——调度中心两级分布式线性状态估计方法,即首先在各个变电站中利用相量量测单元进行变电站本地的线性状态估计,同时辨识出模拟量坏数据和开关开合状态坏数据,获得熟数据。然后,通过通信网络将熟数据传送给调度中心,实现全网的线性状态估计。这种方法有效提高了全网状态估计的可靠性,特别是提高了拓扑检错的能力。但是,这种方法只采用 PMU 的量测进行线性状态估计,因此仅仅适用于装有 PMU 的变电站,对绝大部分无 PMU 的变电站无法适用。即便对于装有 PMU 的变电站,由于

没有利用 RTU 量测,降低了量测冗余度和量测错误辨识能力。与此同时,该方法对网络结构进行了简化,假设系统运行在三相平衡条件下,在变电站中进行单相状态估计并将单相估计结果上传给调度中心,调度中心无法监控电网三相不平衡程度及非全相运行的情况。

[0005] 出于成本的考虑,在未来相当长的一段时间内,电力系统不可能装设足够多的 PMU,以满足全系统可观测性的要求,因此一种比较可行的方案是把 PMU 和原有的 RTU 构成混合测量系统,利于多源的量测数据对系统进行混合的非线性状态估计,既提高量测冗余度,又具有普遍适用性。同时,实际电力系统运行时,通常三相不完全平衡,结构不完全对称。例如:三相参数不对称、负荷不对称、非全相运行和检修及电气化铁路都会造成电力系统的三相不平衡。电力系统三相不平衡时产生的负序电流和谐波对电力设备的危害性很大,如果不采取措施,会对电力系统运行造成负面影响,还可能引起继电保护装置的误动作。因此,调度中心人员需了解电网的三相不平衡度,发现非全相运行的状态,做出快速正确的调度决策,并及时维修故障部分。同时,三相不平衡也是传统状态估计精度不高的一个重要原因。因此,变电站中状态估计应采用三相模型,并向调度中心上传三相不平衡度和非全相运行信息,便于监控电网三相不平衡程度及非全相运行的情况。

[0006] 本申请人曾经申请过专利申请号为 201010140811.3,发明名称为《一种变电站三相无阻抗非线性多源状态估计方法》,该方法发明了利用变电站内高冗余的三相多源同步实时数据,建立三相无阻抗节点-支路模型,通过三相解耦的非线性状态估计,剔除模拟量坏数据和开关状态坏数据,得到变电站内正确的开关状态和熟数据。

发明内容

[0007] 本发明的目的是提出一种变电站-调度中心两级分布式电网的非线性状态估计方法,克服已有技术中存在的缺点,以实现在变电站中同时利用来自 PMU、RTU 等多源量测量进行变电站三相无阻抗非线性多源状态估计,同步辨识并剔除变电站内开关开合状态坏数据和模拟量坏数据,并在调度中心采集各变电站状态估计后的熟数据及没有参与变电站状态估计的老变电站的原始量测数据,对全电网进行拓扑分析及非线性单相状态估计,有效监视全网三相不平衡程度和非全相运行的情况,并实现了传统状态估计到两级分布式状态估计的过渡。

[0008] 本发明提出的变电站-调度中心两级分布式电网的非线性状态估计方法,包括以下步骤:

[0009] (1) 设 T_1 为电网的变电站的状态估计周期, T_2 为电网的调度中心的状态估计周期, $T_1 < T_2$;采集各变电站中各电压等级下来自电网的 RTU 和 PMU 的多源量测数据,来自 RTU 的量测数据为:变电站内的各三相电压幅值、三相电流幅值、三相有功功率、三相无功功率以及变电站内各开关各相的开关开合状态,来自 PMU 的量测数据为:变电站内的各三相复电压、三相复电流、三相有功功率和三相无功功率;

[0010] (2) 设电网变电站的各电压等级下各开关三相为闭合,形成由连通的无阻抗开关支路组成的开关岛,在各开关岛内分别进行无阻抗电压状态估计和无阻抗功率状态估计,并根据无阻抗功率状态估计结果分别进行模拟量坏数据的辨识和开关开合状态坏数据辨识,剔除坏数据,根据新的开关开合状态,形成变电站内各电压等级下的新开关岛,设新开

关岛有 M 个, 则 $M = \sum_{k=1}^K N_k$, 其中, K 为该变电站内电压等级个数, N_k 为第 k 个电压等级下开关岛个数, 对各新开关岛进行状态估计, 得到变电站内各电压等级下各开关的三相开合状态 z_{CB}^φ 、各节点的三相复电压 \dot{U}_{nd}^φ 、各开关上三相有功功率 P_{CB}^φ 和无功功率 Q_{CB}^φ 以及各节点三相

注入有功功率 $P_{ND}^\varphi = \begin{pmatrix} P_{LN}^\varphi \\ P_{nd}^\varphi \end{pmatrix}$ 和无功功率 $Q_{ND}^\varphi = \begin{pmatrix} Q_{LN}^\varphi \\ Q_{nd}^\varphi \end{pmatrix}$, 其中 P_{LN}^φ 、 Q_{LN}^φ 分别为与变电站内的变

压器、线路及容抗器相连的出线节点的三相注入有功功率和无功功率, P_{nd}^φ 、 Q_{nd}^φ 分别为除出线节点以外的物理节点的三相注入有功功率和无功功率, 上标 $\varphi = a, b, c$ 表示三相;

[0011] (3) 以步骤 (2) 的变电站内各电压等级下各新开关岛分别为一条母线, 则共有 M 条

母线, 母线的复电压为 \dot{U}_{BS}^φ , 通过求解 $\dot{U}_{BSm}^\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n U_{nd,i}^\varphi}{n}$ 得到变电站内第 m 个新开关岛的母线复

电压 \dot{U}_{BSm}^φ , 其中, $U_{nd,i}^\varphi$ 为上述各节点三相复电压 \dot{U}_{nd}^φ 的第 i 个值, n 为第 m 个新开关岛内的节点数, 则母线的 a 、 b 线电压相量为 \dot{U}_{BS}^{ab} , $\dot{U}_{BS}^{ab} = \dot{U}_{BS}^a - \dot{U}_{BS}^b$, \dot{U}_{BS}^a 为母线 a 相电压相量, \dot{U}_{BS}^b 为母线 b 相电压相量;

[0012] (4) 根据步骤 (2) 的变电站三相状态估计结果, 通过求解 $\dot{I}_{CB}^\varphi = \left(\frac{P_{CB}^\varphi + jQ_{CB}^\varphi}{\dot{U}_{BSm}^\varphi} \right)^*$ 得到

第 m 个新开关岛内各开关上三相复电流 \dot{I}_{CB}^φ , 通过求解 $\dot{I}_{ND}^\varphi = \left(\frac{P_{ND}^\varphi + jQ_{ND}^\varphi}{\dot{U}_{BSm}^\varphi} \right)^*$ 得到第 m 个新开关

岛内各节点的三相注入复电流 $\dot{I}_{ND}^\varphi = \begin{pmatrix} \dot{I}_{LN}^\varphi \\ \dot{I}_{nd}^\varphi \end{pmatrix}$, 其中 \dot{I}_{LN}^φ 为与变电站内的变压器、线路及容抗器

相连的出线节点的三相注入复电流, \dot{I}_{nd}^φ 为除出线节点以外的物理节点的三相注入复电流, 出线节点 a 相的电流相量为 \dot{I}_{LN}^a ;

[0013] (5) 根据步骤 (3) 中变电站内各母线三相复电压 \dot{U}_{BS}^φ , 得到变电站内各母线三相电压的正序分量 \dot{U}_1 和负序分量 \dot{U}_2 :

$$[0014] \quad \begin{cases} \dot{U}_1 = \frac{1}{3}(\dot{U}^a + a\dot{U}^b + a^2\dot{U}^c) \\ \dot{U}_2 = \frac{1}{3}(\dot{U}^a + a^2\dot{U}^b + a\dot{U}^c) \end{cases}$$

[0015] 其中, $a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$, 计算得到变电站内各母线的三相复电压正序分量幅值 $|U_1|$ 和负序分量幅值 $|U_2|$:

$$[0016] \quad \begin{cases} |U_1| = \sqrt{U_{1real}^2 + U_{1imag}^2} \\ |U_2| = \sqrt{U_{2real}^2 + U_{2imag}^2} \end{cases}$$

[0017] 其中, U_{1real} 和 U_{1imag} 为变电站内各母线三相复电压正序分量 \dot{U}_1 的实部和虚部, U_{2real}

和 U_{2imag} 为负序分量 \dot{U}_2 的实部和虚部, 通过求解 $\varepsilon_U = \frac{|U_2|}{|U_1|} \times 100\%$ 得到变电站内各母线的三相

电压不平衡度；

[0018] (6) 由步骤 (4) 变电站内各出线节点的三相注入复电流 \dot{I}_{LN}^p ，计算得到各出线节点三相电流的正序分量 \dot{I}_1 和负序分量 \dot{I}_2 ：

$$[0019] \quad \begin{cases} \dot{I}_1 = \frac{1}{3}(\dot{I}_{LN}^a + a\dot{I}_{LN}^b + a^2\dot{I}_{LN}^c) \\ \dot{I}_2 = \frac{1}{3}(\dot{I}_{LN}^a + a^2\dot{I}_{LN}^b + a\dot{I}_{LN}^c) \end{cases}$$

[0020] 其中， $a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ ，计算得到各出线节点三相电流的正序分量幅值 $|\dot{I}_1|$ 和负序分量幅值 $|\dot{I}_2|$ ：

$$[0021] \quad \begin{cases} |\dot{I}_1| = \sqrt{I_{1real}^2 + I_{1imag}^2} \\ |\dot{I}_2| = \sqrt{I_{2real}^2 + I_{2imag}^2} \end{cases}$$

[0022] 其中， I_{1real} 和 I_{1imag} 分别为正序分量 \dot{I}_1 的实部和虚部， I_{2real} 和 I_{2imag} 分别为负序分量 \dot{I}_2 的实部和虚部，通过求解 $\varepsilon_I = \frac{|\dot{I}_2|}{|\dot{I}_1|} \times 100\%$ ，得到变电站内各出线节点三相电流不平衡度；

[0023] (7) 通过如下公式：

$$[0024] \quad \begin{cases} P_{CB} = P_{CB}^a + P_{CB}^b + P_{CB}^c \\ Q_{CB} = Q_{CB}^a + Q_{CB}^b + Q_{CB}^c \\ P_{ND} = P_{ND}^a + P_{ND}^b + P_{ND}^c \\ Q_{ND} = Q_{ND}^a + Q_{ND}^b + Q_{ND}^c \end{cases},$$

[0025] 计算变电站内各开关三相总有功功率 P_{CB} 和三相总无功功率 Q_{CB} ，以及变电站内各节点的三相注入总有功功率 $P_{ND} = \begin{pmatrix} P_{LN} \\ P_{nd} \end{pmatrix}$ 和三相总无功功率 $Q_{ND} = \begin{pmatrix} Q_{LN} \\ Q_{nd} \end{pmatrix}$ ，其中 P_{LN} 、 Q_{LN} 分别为

变电站内各出线节点的三相总有功功率和无功功率， P_{nd} 、 Q_{nd} 分别为除出线节点以外的物理节点的三相总有功功率和无功功率；

[0026] (8) 计算变电站内各开关的三相总开合状态 z_{CB} ，其中第 i 个开关的三相总开合状态计算公式如下：

$$[0027] \quad z_{CB,i} = \begin{cases} 0, \text{if } z_{CB,i}^a = z_{CB,i}^b = z_{CB,i}^c = 0; \\ 1, \text{if } z_{CB,i}^a = z_{CB,i}^b = z_{CB,i}^c = 1; \\ 2, \text{alarm} \end{cases}$$

[0028] 其中，0 表示开关的三相都闭合，1 表示开关的三相都断开，2 表示开关的三相开合状态不一致，处于报警状态，并向调度中心发送非全相运行状态的报警信号；

[0029] (9) 当到达电网的变电站的状态估计周期 $T1$ 时，重复步骤 (1)-(9)，进行周期性变电站状态估计，当到达电网的调度中心的状态估计周期 $T2$ 时，进行以下步骤；

[0030] (10) 电网的调度中心从各变电站采集量测量数据 z_{se} ，其中，当调度中心需要正

序数据对电网进行状态估计时, $\mathbf{z}_{se} = \mathbf{z}_{se}^1 = (\dot{U}_1, \dot{I}_1, P_{LN}, Q_{LN})^T$, 其中, \mathbf{z}_{se}^1 表示正序数据, 当调度中心需要单相数据对电网进行状态估计时, $\mathbf{z}_{se} = \mathbf{z}_{se}^{ab} = (\dot{U}_{BS}^{ab}, \dot{I}_{LN}^a, P_{LN}, Q_{LN})^T$, \mathbf{z}_{se}^{ab} 表示单相数据, 同时调度中心从各变电站采集以下变电站状态估计结果: 变电站的各母线三相电压不平衡度 ε_U 、各出线节点三相电流不平衡度 ε_I 以及各开关的三相总开合状态 z_{CB} ;

[0031] (11) 调度中心采集电网中不参与变电站状态估计的各变电站原始量测量 \mathbf{z}_{meas} , 其中, 当调度中心需要正序量测量对电网进行状态估计时, $\mathbf{z}_{meas} = \mathbf{z}_{meas}^1 = (|U'_1|, |I'_1|, P', Q', \dot{U}'_1, \dot{I}'_1, P'_{PMU}, Q'_{PMU})^T$, 其中, \mathbf{z}_{meas}^1 表示正序量测量, $|U'_1|$ 为 RTU 采集到的变电站内各电气母线电压幅值, $|I'_1|$ 为 RTU 采集到的各出线节点的电流幅值, P' 、 Q' 分别为 RTU 采集到的各出线节点的三相总的有功功率和无功功率, \dot{U}'_1 为 PMU 采集到的各电气母线正序复电压, \dot{I}'_1 分别为 PMU 采集到的各出线节点的正序复电流, P'_{PMU} 、 Q'_{PMU} 分别为 PMU 采集到的各出线节点的三相总有功功率和无功功率, 当调度中心需要单相数据对电网进行状态估计时, $\mathbf{z}_{meas} = \mathbf{z}_{meas}^{ab} = (|U'_{ab}|, |I'_a|, P', Q', \dot{U}'_{ab}, \dot{I}'_a, P'_{PMU}, Q'_{PMU})^T$, 其中, \mathbf{z}_{meas}^{ab} 表示单相量测量, $|U'_{ab}|$ 为 RTU 采集到的变电站内各电气母线 a、b 线电压幅值, $|I'_a|$ 为 RTU 采集到的变电站内各出线节点的 a 相电流幅值, \dot{U}'_{ab} 为 PMU 采集到的变电站内各电气母线 a、b 线电压相量, \dot{I}'_a 为 PMU 采集到的变电站内各出线节点的 a 相电流相量;

[0032] (12) 当调度中心的第 i 个开关的三相总开合状态 z_{CBi} 等于 2 时, 即为非全相运行状态时, 处于报警状态; 设置一个三相电流不平衡度阈值, 当变电站内各出线节点的三相复电流不平衡度 ε_I 大于此阈值时, 处于报警状态; 设置一个三相电压不平衡度阈值, 当变电站内各母线的三相电压不平衡度 ε_U 大于此阈值时, 处于报警状态; 利用各变电站状态估计结果, 对电网进行传统的电力系统拓扑分析和状态估计, 传统状态估计目标函数如下:

$$[0033] \quad J(x) = [z-h(x)]^T R^{-1} [z-h(x)]$$

[0034] 其中, 状态量 $x = (v_1, \dots, v_m, \theta_1, \dots, \theta_m)^T$ 表示电网各母线的电压幅值和相角,

量测量 $\mathbf{z} = \begin{pmatrix} \mathbf{z}_{se} \\ \mathbf{z}_{meas} \end{pmatrix}$, 包括变电站状态估计得到的量测量数据 \mathbf{z}_{se} 及没有进行状态估计的变电站的原始量测量 \mathbf{z}_{meas} ;

[0035] (13) 重复步骤 (1)-(13), 进行变电站-调度中心两级分布式电网的非线性状态估计。

[0036] 本发明提出的变电站-调度中心两级分布式电网的非线性状态估计方法, 利用已有的在变电站内进行三相无阻抗非线性多源状态估计, 进而将变电站内三相状态估计结果进行转化与处理, 得到变电站状态估计后的数据、三相不平衡度和开关状态信息并上传到调度中心, 对于一些不能进行变电站状态估计的老变电站也有针对性地选择一部分原始量测数据上传到调度中心, 调度中心利用上传的数据及原始量测对全网进行状态估计, 同时监视电网三相不平衡度及非全相运行的情况, 并实现了传统状态估计到两级分布式状态估计的过渡。

[0037] 本发明提出的变电站-调度中心两级分布式电网的非线性状态估计方法, 与传统的调度中心集中式的状态估计相比, 其优点是: 由于站内量测冗余度高 (包括 PMU 和 RTU 不同测量装置的量测量), 采集速度快, 因此, 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,可显著减少拓扑错误。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,上传预过滤后的熟数据到调度中心,显著减少了全网的拓扑错误和模拟量坏数据,提高了调度中心状态估计的可靠性和精度,同时变电站三相状态估计也为调度中心提供了各变电站三相不平衡度和非全相运行信息,提高了调度中心可靠地监视全网三相不平衡度和非全相运行的能力。对于不能进行站内状态估计的老变电站有针对性地选择部分原始量测上传给调度中心,实现了传统状态估计到两级分布式状态估计的过渡。

附图说明

[0038] 图 1 是本发明方法的流程框图。

[0039] 图 2 是本发明方法的一个实施例中采用的 IEEE14 节点模型。

[0040] 图 3 是本发明方法的一个实施例中采用的变电站开关支路-节点模型。

具体实施方式

[0041] 本发明提出的变电站-调度中心两级分布式电网的非线性状态估计方法,其流程框图如图 1 所示,包括以下步骤:

[0042] (1) 设 T1 为电网的变电站的状态估计周期, T2 为电网的调度中心的状态估计周期, $T1 < T2$; 采集各变电站中各电压等级下来自电网的 RTU 和 PMU 的多源量测数据, 来自 RTU 的量测数据为: 变电站内的各三相电压幅值、三相电流幅值、三相有功功率、三相无功功率以及变电站内各开关各相的开关开合状态, 来自 PMU 的量测数据为: 变电站内的各三相复电压、三相复电流、三相有功功率和三相无功功率;

[0043] (2) 设电网变电站的各电压等级下各开关三相为闭合, 形成由连通的无阻抗开关支路组成的开关岛, 在各开关岛内分别进行无阻抗电压状态估计和无阻抗功率状态估计, 并根据无阻抗功率状态估计结果分别进行模拟量坏数据的辨识和开关开合状态坏数据辨识, 剔除坏数据, 根据新的开关开合状态, 形成变电站内各电压等级下的新开关岛, 设新开关岛有 M 个, 则 $M = \sum_{k=1}^K N_k$, 其中, K 为该变电站内电压等级个数, N_k 为第 k 个电压等级下开关岛个数, 对各新开关岛进行状态估计, 得到变电站内各电压等级下各开关的三相开合状态 z_{CB}^φ 、各节点的三相复电压 \dot{U}_{nd}^φ 、各开关上三相有功功率 P_{CB}^φ 和无功功率 Q_{CB}^φ 以及各节点三相

注入有功功率 $P_{ND}^\varphi = \begin{pmatrix} P_{LN}^\varphi \\ P_{nd}^\varphi \end{pmatrix}$ 和无功功率 $Q_{ND}^\varphi = \begin{pmatrix} Q_{LN}^\varphi \\ Q_{nd}^\varphi \end{pmatrix}$, 其中 P_{LN}^φ 、 Q_{LN}^φ 分别为与变电站内的变压器、线路及容抗器相连的出线节点的三相注入有功功率和无功功率, P_{nd}^φ 、 Q_{nd}^φ 分别为除出线节点以外的物理节点的三相注入有功功率和无功功率, 上标 $\varphi = a, b, c$ 表示三相;

[0044] (3) 以步骤 (2) 的变电站内各电压等级下各新开关岛分别为一条母线, 则共有 M 条

母线, 母线的复电压为 \dot{U}_{BS}^φ , 通过求解 $\dot{U}_{BSm}^\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n U_{nd,i}^\varphi}{n}$ 得到变电站内第 m 个新开关岛的母线复

电压 \dot{U}_{BSm}^φ , 其中, $U_{nd,i}^\varphi$ 为上述各节点三相复电压 \dot{U}_{nd}^φ 的第 i 个值, n 为第 m 个新开关岛内的节点数, 则母线的 a、b 线电压相量为 \dot{U}_{BS}^{ab} , $\dot{U}_{BS}^{ab} = \dot{U}_{BS}^a - \dot{U}_{BS}^b$, \dot{U}_{BS}^a 为母线 a 相电压相量, \dot{U}_{BS}^b 为母线

b 相电压相量；

[0045] (4) 根据步骤 (2) 的变电站三相状态估计结果,通过求解 $\dot{\mathbf{I}}_{CB}^{\varphi} = \left(\frac{\mathbf{P}_{CB}^{\varphi} + j\mathbf{Q}_{CB}^{\varphi}}{\dot{\mathbf{U}}_{BSm}^{\varphi}} \right)^*$ 得到

第 m 个新开关岛内各开关上三相复电流 $\dot{\mathbf{I}}_{CB}^{\varphi}$, 通过求解 $\dot{\mathbf{I}}_{ND}^{\varphi} = \left(\frac{\mathbf{P}_{ND}^{\varphi} + j\mathbf{Q}_{ND}^{\varphi}}{\dot{\mathbf{U}}_{BSm}^{\varphi}} \right)^*$ 得到第 m 个新开关

岛内各节点的三相注入复电流 $\dot{\mathbf{I}}_{ND}^{\varphi} = \begin{pmatrix} \dot{\mathbf{I}}_{LN}^{\varphi} \\ \dot{\mathbf{I}}_{nd}^{\varphi} \end{pmatrix}$, 其中 $\dot{\mathbf{I}}_{LN}^{\varphi}$ 为与变电站内的变压器、线路及容抗器相连的出线节点的三相注入复电流, $\dot{\mathbf{I}}_{nd}^{\varphi}$ 为除出线节点以外的物理节点的三相注入复电流, 出线节点 a 相的电流相量为 $\dot{\mathbf{I}}_{LN}^a$;

[0046] (5) 根据步骤 (3) 中变电站内各母线三相复电压 $\dot{\mathbf{U}}_{BS}^{\varphi}$, 得到变电站内各母线三相电压的正序分量 $\dot{\mathbf{U}}_1$ 和负序分量 $\dot{\mathbf{U}}_2$;

$$[0047] \quad \begin{cases} \dot{\mathbf{U}}_1 = \frac{1}{3}(\dot{\mathbf{U}}^a + a\dot{\mathbf{U}}^b + a^2\dot{\mathbf{U}}^c) \\ \dot{\mathbf{U}}_2 = \frac{1}{3}(\dot{\mathbf{U}}^a + a^2\dot{\mathbf{U}}^b + a\dot{\mathbf{U}}^c) \end{cases}$$

[0048] 其中, $a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$, 计算得到变电站内各母线的三相复电压正序分量幅值 $|\mathbf{U}_1|$ 和负序分量幅值 $|\mathbf{U}_2|$;

$$[0049] \quad \begin{cases} |\mathbf{U}_1| = \sqrt{U_{1\text{real}}^2 + U_{1\text{imag}}^2} \\ |\mathbf{U}_2| = \sqrt{U_{2\text{real}}^2 + U_{2\text{imag}}^2} \end{cases}$$

[0050] 其中, $U_{1\text{real}}$ 和 $U_{1\text{imag}}$ 为变电站内各母线三相复电压正序分量 $\dot{\mathbf{U}}_1$ 的实部和虚部, $U_{2\text{real}}$ 和 $U_{2\text{imag}}$ 为负序分量 $\dot{\mathbf{U}}_2$ 的实部和虚部, 通过求解 $\varepsilon_U = \frac{|\mathbf{U}_2|}{|\mathbf{U}_1|} \times 100\%$ 得到变电站内各母线的三相电压不平衡度;

[0051] (6) 由步骤 (4) 变电站内各出线节点的三相注入复电流 $\dot{\mathbf{I}}_{LN}^{\varphi}$, 计算得到各出线节点三相电流的正序分量 $\dot{\mathbf{I}}_1$ 和负序分量 $\dot{\mathbf{I}}_2$;

$$[0052] \quad \begin{cases} \dot{\mathbf{I}}_1 = \frac{1}{3}(\dot{\mathbf{I}}_{LN}^a + a\dot{\mathbf{I}}_{LN}^b + a^2\dot{\mathbf{I}}_{LN}^c) \\ \dot{\mathbf{I}}_2 = \frac{1}{3}(\dot{\mathbf{I}}_{LN}^a + a^2\dot{\mathbf{I}}_{LN}^b + a\dot{\mathbf{I}}_{LN}^c) \end{cases}$$

[0053] 其中, $a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$, 计算得到各出线节点三相电流的正序分量幅值 $|\dot{\mathbf{I}}_1|$ 和负序分量幅值 $|\dot{\mathbf{I}}_2|$;

$$[0054] \quad \begin{cases} |\dot{I}_1| = \sqrt{I_{1\text{real}}^2 + I_{1\text{imag}}^2} \\ |\dot{I}_2| = \sqrt{I_{2\text{real}}^2 + I_{2\text{imag}}^2} \end{cases}$$

[0055] 其中, $I_{1\text{real}}$ 和 $I_{1\text{imag}}$ 分别为正序分量 \dot{I}_1 的实部和虚部, $I_{2\text{real}}$ 和 $I_{2\text{imag}}$ 分别为负序分量 \dot{I}_2 的实部和虚部, 通过求解 $\varepsilon_I = \frac{|\dot{I}_2|}{|\dot{I}_1|} \times 100\%$, 得到变电站内各出线节点三相电流不平衡度;

[0056] (7) 通过如下公式:

$$[0057] \quad \begin{cases} P_{CB} = P_{CB}^a + P_{CB}^b + P_{CB}^c \\ Q_{CB} = Q_{CB}^a + Q_{CB}^b + Q_{CB}^c \\ P_{ND} = P_{ND}^a + P_{ND}^b + P_{ND}^c \\ Q_{ND} = Q_{ND}^a + Q_{ND}^b + Q_{ND}^c \end{cases},$$

[0058] 计算变电站内各开关三相总有功功率 P_{CB} 和三相总无功功率 Q_{CB} , 以及变电站内各节点的三相注入总有功功率 $P_{ND} = \begin{pmatrix} P_{LN} \\ P_{nd} \end{pmatrix}$ 和三相总无功功率 $Q_{ND} = \begin{pmatrix} Q_{LN} \\ Q_{nd} \end{pmatrix}$, 其中 P_{LN} 、 Q_{LN} 分别为变电站内各出线节点的三相总有功功率和无功功率, P_{nd} 、 Q_{nd} 分别为除出线节点以外的物理节点的三相总有功功率和无功功率;

[0059] (8) 计算变电站内各开关的三相总开合状态 z_{CB} , 其中第 i 个开关的三相总开合状态计算公式如下:

$$[0060] \quad z_{CB,i} = \begin{cases} 0, & \text{if } z_{CB,i}^a = z_{CB,i}^b = z_{CB,i}^c = 0; \\ 1, & \text{if } z_{CB,i}^a = z_{CB,i}^b = z_{CB,i}^c = 1; \\ 2, & \text{alarm} \end{cases}$$

[0061] 其中, 0 表示开关的三相都闭合, 1 表示开关的三相都断开, 2 表示开关的三相开合状态不一致, 处于报警状态, 并向调度中心发送非全相运行状态的报警信号;

[0062] (9) 当到达电网的变电站的状态估计周期 $T1$ 时, 重复步骤 (1)-(9), 进行周期性变电站状态估计, 当到达电网的调度中心的状态估计周期 $T2$ 时, 进行以下步骤;

[0063] (10) 电网的调度中心从各变电站采集量测量熟数据 z_{se} 其中, 当调度中心需要正序熟数据对电网进行状态估计时, $z_{se} = z_{se}^1 = (\dot{U}_1, \dot{I}_1, P_{LN}, Q_{LN})^T$, 其中, z_{se}^1 表示正序熟数据, 当调度中心需要单相熟数据对电网进行状态估计时, $z_{se} = z_{se}^{ab} = (\dot{U}_{BS}^{ab}, \dot{I}_{LN}^a, P_{LN}, Q_{LN})^T$, z_{se}^{ab} 表示单相熟数据, 同时调度中心从各变电站采集以下变电站状态估计结果: 变电站的各母线三相电压不平衡度 ε_U 、各出线节点三相电流不平衡度 ε_I 以及各开关的三相总开合状态 z_{CB} ;

[0064] (11) 调度中心采集电网中不参与变电站状态估计的各变电站原始量测量 z_{meas} , 其中, 当调度中心需要正序量测量对电网进行状态估计时, $z_{meas} = z_{meas}^1 = (|U'_1|, |I'_1|, P', Q', \dot{U}'_1, \dot{I}'_1, P'_{PMU}, Q'_{PMU})^T$, 其中, z_{meas}^1 表示正序量测量, $|U'_1|$ 为 RTU 采集到的变电站内各电气母线电压幅值, $|I'_1|$ 为 RTU 采集到的各出线节点的电流幅值,

P' 、 Q' 分别为 RTU 采集到的各出线节点的三相总的有功功率和无功功率, \dot{U}'_i 为 PMU 采集到的各电气母线正序复电压, \dot{I}'_i 分别为 PMU 采集到的各出线节点的正序复电流, P'_{PMU} 、 Q'_{PMU} 分别为 PMU 采集到的各出线节点的三相总有功功率和无功功率, 当调度中心需要单相数据对电网进行状态估计时, $z_{meas} = z_{meas}^{ab} = (|U'_{ab}|, |I'_a|, P', Q', \dot{U}'_{ab}, \dot{I}'_a, P'_{PMU}, Q'_{PMU})^T$, 其中, z_{meas}^{ab} 表示单相量测量, $|U'_{ab}|$ 为 RTU 采集到的变电站内各电气母线 a、b 线电压幅值, $|I'_a|$ 为 RTU 采集到的变电站内各出线节点的 a 相电流幅值, \dot{U}'_{ab} 为 PMU 采集到的变电站内各电气母线 a、b 线电压相量, \dot{I}'_a 为 PMU 采集到的变电站内各出线节点的 a 相电流相量;

[0065] (12) 当调度中心的第 i 个开关的三相总开合状态 z_{CBi} 等于 2 时, 即为非全相运行状态时, 处于报警状态; 设置一个三相电流不平衡度阈值, 当变电站内各出线节点的三相复电流不平衡度 ϵ_I 大于此阈值时, 处于报警状态; 设置一个三相电压不平衡度阈值, 当变电站内各母线的三相电压不平衡度 ϵ_U 大于此阈值时, 处于报警状态; 利用各变电站状态估计结果, 对电网进行传统的电力系统拓扑分析和状态估计, 传统状态估计目标函数如下:

$$[0066] \quad J(x) = [z-h(x)]^T R^{-1} [z-h(x)]$$

[0067] 其中, 状态量 $x = (v_1, \dots, v_m, \theta_1, \dots, \theta_m)^T$ 表示电网各母线的电压幅值和相角, 量测矢量 $z = \begin{pmatrix} z_{sc} \\ z_{meas} \end{pmatrix}$, 包括变电站状态估计得到的量测量数据 z_{sc} 。及没有进行状态估计的变电站的原始量测量 z_{meas} ;

[0068] (13) 重复步骤 (1)-(13), 进行变电站-调度中心两级分布式电网的非线性状态估计。

[0069] 以下结合附图, 介绍本发明的一个实施例。

[0070] 使用本发明方法时, 建立的变电站状态估计的模型如下:

[0071] 应用图 2 所示的 IEEE14 节点模型。在这个模型中, 由变压器连接的所有母线都在同一个变电站里, 图中母线 5 和母线 6 组成变电站 5, 母线 4 和母线 9 组成变电站 4, 其余各母线分别为一个变电站, 对各变电站建立开关三相模型。母线 5 和母线 6 组成的变电站 5 开关支路-节点模型如图 3 所示。

[0072] 在本实施例中, 以潮流计算结果作为真值来对系统进行状态估计, 同时, 为了更好地模拟真实的实时系统量测, 在量测真值上加入了高斯噪声, 以使三相量测在数值上有所差异。这里假设变电站中各开关节点上只有一组来自数据采集与监控系统的功率和电流幅值量测。实际变电站中, 可能有来自不同量测装置, 如 PMU 和 RTU 的几组精度不同的多源量测数据, 量测冗余度将更大。

[0073] 1.) 实验一: 只有模拟量坏数据

[0074] 对于传统的状态估计算法, 变电站中没有进行变电站状态估计, 只是将各出线节点的三相总的有功无功量测数据直接上传给调度中心。调度中心只能建立全系统的单相模型进行单相状态估计, 不能对 A、B、C 各相坏数据进行辨识。采用两级分布式状态估计算法时, 通过变电站三相状态估计, 能有效剔除各相坏数据, 对量测数据进行预过滤。

[0075] 在图 3 所示的变电站 5 中, 假设所有变电站内所有开关开合状态均闭合, 且开关开合状态没有坏数据。设定线路 T1、T5、T7 (即图 2 中的支路 1-5, 2-5, 4-5) 三相总的有功功率和无功功率量测为坏数据。其中, T1 上 A 相的有功无功量测为坏数据, B, C 相没有坏数

据；T5 上 B 相有功无功量测为坏数据，A，C 相没有坏数据；T7 上 C 相有功无功量测为坏数据，A，B 相没有坏数据。其余各量测均不是坏数据。经过变电站状态估计，T1、T5、T7 上的有功无功量测坏数据在变电站级就已经被剔除，不会影响调度中心全网状态估计的可靠性。

[0076] 各母线电压幅值和相角估计结果如表 1 所示。从估计值与真值之间的量测估计误差可以看出，采用传统的状态估计方法，电压幅值和相角估计值与真值偏差较大。这是因为去路 T1、T5、T7 上三个强相关的功率量测都被当作坏数据给剔除了，降低了调度中心进行全电网状态估计时的量测量冗余度，从而得到误差较大的估计结果。采用两级状态估计方法时，首先利用变电站中高度冗余的量测进行变电站三相状态估计，分别剔除 T1 的 A 相、T5 的 B 相、T7 的 C 相上的功率坏数据，再将正确三相总功率估计值送往调度中心进行状态估计，从而得到精度较高的估计结果。

[0077] 表 1 只有模拟量坏数据时母线电压估计结果比较

[0078]

母线号	真值	两级状态估计值	量测估计误差	传统状态估计值	量测估计误差
-----	----	---------	--------	---------	--------

[0079]

	V(p.u.)	Ang(rad)	V(p.u.)	Ang(rad)	V(p.u.)	Ang(rad)	V(p.u.)	Ang(rad)	V(p.u.)	Ang(rad)
1	1.060	0.000	1.063	0.000	0.00347	0.00000	1.155	0.000	0.09532	0.000
2	1.045	-0.087	1.049	-0.086	0.00350	0.00066	1.138	-0.072	0.09273	0.015
3	1.010	-0.222	1.013	-0.220	0.00276	0.00172	1.013	-0.371	0.00338	-0.149
4	1.019	-0.180	1.022	-0.178	0.00370	0.00179	1.021	-0.331	0.00258	-0.150
5	1.020	-0.153	1.024	-0.152	0.00348	0.00177	1.047	-0.146	0.02653	0.007
6	1.070	-0.248	1.075	-0.246	0.00492	0.00226	1.073	-0.396	0.00258	-0.148
7	1.062	-0.233	1.066	-0.230	0.00447	0.00304	1.064	-0.383	0.00197	-0.149
8	1.090	-0.233	1.095	-0.230	0.00463	0.00377	1.093	-0.381	0.00320	-0.148
9	1.056	-0.261	1.061	-0.258	0.00468	0.00324	1.059	-0.410	0.00286	-0.149
10	1.051	-0.264	1.056	-0.260	0.00499	0.00319	1.055	-0.412	0.00326	-0.148
11	1.057	-0.258	1.063	-0.256	0.00551	0.00267	1.061	-0.406	0.00362	-0.148
12	1.055	-0.263	1.060	-0.262	0.00481	0.00088	1.057	-0.414	0.00217	-0.151
13	1.050	-0.265	1.056	-0.262	0.00514	0.00211	1.053	-0.414	0.00288	-0.149
14	1.036	-0.280	1.039	-0.276	0.00290	0.00407	1.037	-0.427	0.00113	-0.148

[0080] 表 2 给出了在图 2 中母线 1、2、3、4、5、6 组成的局部网络中，采用两种方法得到的各母线的注入功率和各支路功率估计结果的比较。可以看出，采用传统状态估计方法将得到量测估计误差较大的功率估计结果。

[0081] 表 2 只有模拟量坏数据时母线注入功率和支路功率估计结果比较 (p. u)

[0082]

母线号	真值		两级状态估计值		量测估计误差		传统状态估计值		量测估计误差	
	p	q	p	q	p	q	p	q	p	q
1	2.324	-0.169	2.318	-0.169	-0.0059	0.0002	2.444	0.228	0.120	0.397
2	0.183	0.297	0.178	0.301	-0.0045	0.0038	2.778	1.422	2.595	1.125
3	-0.942	0.044	-0.945	0.035	-0.0035	-0.0092	-1.932	0.033	-0.990	-0.011
4	-0.478	0.039	-0.480	0.042	-0.0023	0.0027	-5.281	1.077	-4.803	1.038
5	-0.076	-0.016	-0.066	-0.031	0.0100	-0.0150	4.248	-0.617	4.324	-0.601
6	-0.112	0.047	-0.108	0.046	0.0037	-0.0011	-0.833	0.049	-0.721	0.002
支路号	p _{ij}	q _{ij}	p _{ij}	q _{ij}	p _{ij}	q _{ij}	p _{ij}	q _{ij}	p _{ij}	q _{ij}
5~6	0.441	0.128	0.442	0.123	0.0012	-0.0049	1.181	0.374	0.741	0.245
1~2	1.568	-0.204	1.566	-0.204	-0.0026	-0.0002	1.554	-0.144	-0.014	0.060
2~3	0.732	0.036	0.732	0.040	-0.0004	0.0040	1.842	0.507	1.110	0.472
2~4	0.561	-0.023	0.559	-0.023	-0.0028	-0.0002	1.811	0.351	1.250	0.374

[0083]

1~5	0.756	0.035	0.752	0.035	-0.0033	0.0004	0.889	0.372	0.134	0.337
2~5	0.415	0.008	0.412	0.009	-0.0035	0.0015	0.644	0.381	0.228	0.374
3~4	-0.233	0.028	-0.237	0.024	-0.0037	-0.0043	-0.223	0.028	0.010	0.000
4~5	-0.612	0.157	-0.615	0.162	-0.0026	0.0053	-4.284	1.156	-3.672	0.999

[0084] 2.) 实验二:变电站中有一个开关开合状态坏数据时

[0085] 在母线 5 和母线 6 组成的变电站 5 中(见图 3),假设开关 1 和 6 正确的开合状态为断开,其它开关状态为闭合,并且开关 3 上功率量测为坏数据,开关开合状态量测也为坏数据,即开关 3 开合状态量测为断开。如果这些坏数据直接传送到调度中心,那么错误的开关状态将导致错误的拓扑分析,即开关 2 为一个开关岛,开关 4、5 为另一个开关岛,即图 2 中母线 5 将被分解为两条母线(母线 1 和母线 15),从而得到与真值偏差较大的状态估计结果。采用本发明方法首先在变电站进行三相状态估计后,能在变电站内同时有效地检测与辨识出模拟量坏数据和开关开合状态坏数据并剔除,得到开关 3 正确的开合状态应为闭合,将正确的开关开合状态和开关岛信息送往调度中心,通过调度中心对全网进行拓扑分析得到全网母线个数应该仍为 14 个,从而得到可靠的全网状态估计结果。

[0086] 表 3 给出了这种情况下两种估计方法的电压估计结果比较,可以看出,当开关上同时存在模拟量坏数据和开关开合状态坏数据时,传统的状态估计方法不能同时辨识出这两种坏数据,经拓扑分析得到错误的母线个数。采用本发明方法,能在变电站级状态估计中同时辨识出这两种坏数据,并将正确的拓扑连接关系送往调度中心,通过调度中心级状态估计得到全网正确的拓扑结构和电压大小。表 4 给出了两种方法下的局部网络(母线 1、2、3、4、5、6 及其相关支路)支路潮流和节点注入功率状态估计结果的比较。可以看出,采用传

统的状态估计方法,错误的拓扑结构将会导致量测估计误差较大的估计结果。

[0087] 表 3 同时存在模拟量坏数据和开关状态坏数据时的调度中心电压状态估计结果
[0088]

母线号	真值		两级状态估计值		量测估计误差		传统状态估计值		量测估计误差	
	V(p.u.)	Ang(rad)	V(p.u.)	Ang(rad)	V(p.u.)	Ang(rad)	V(p.u.)	Ang(rad)	V(p.u.)	Ang(rad)
1	1.06	0	1.063	0.000	0.00339	0.00000	1.065	0.000	0.00536	0.00000
2	1.045	-0.087	1.048	-0.086	0.00343	0.00071	1.051	-0.086	0.00562	0.00137
3	1.01	-0.222	1.013	-0.220	0.00270	0.00170	1.014	-0.220	0.00358	0.00231
4	1.019	-0.18	1.022	-0.178	0.00331	0.00153	1.022	-0.178	0.00327	0.00231
5	1.02	-0.153	1.024	-0.152	0.00374	0.00141	1.023	-0.151	0.00331	0.00212
6	1.07	-0.248	1.075	-0.246	0.00497	0.00196	1.075	-0.245	0.00487	0.00279
7	1.062	-0.233	1.066	-0.230	0.00444	0.00265	1.065	-0.230	0.00286	0.00338
8	1.09	-0.233	1.095	-0.230	0.00466	0.00338	1.094	-0.229	0.00412	0.00415

[0089]

9	1.056	-0.261	1.061	-0.258	0.00507	0.00331	1.060	-0.257	0.00437	0.00407
10	1.051	-0.264	1.056	-0.261	0.00536	0.00350	1.056	-0.260	0.00484	0.00424
11	1.057	-0.258	1.063	-0.256	0.00564	0.00237	1.062	-0.255	0.00538	0.00315
12	1.055	-0.263	1.060	-0.262	0.00510	0.00066	1.060	-0.262	0.00511	0.00149
13	1.05	-0.265	1.056	-0.263	0.00564	0.00247	1.056	-0.262	0.00559	0.00329
14	1.036	-0.28	1.039	-0.276	0.00274	0.00407	1.038	-0.275	0.00250	0.00478
15	1	-0.153	-	-	-	-	0.704	-0.814	-0.29593	-0.66135

[0090] 表 4 同时存在模拟量坏数据和开关状态坏数据时母线注入功率和支路功率估计结果比较 (P. U.)

[0091]

母线号	真值		两级状态估计值		量测估计误差		传统状态估计值		量测估计误差	
	p	q	p	q	p	q	p	q	p	q
1	2.324	-0.169	2.318	-0.169	-0.00559	-0.00006	4.506	1.833	2.18208	2.00216
2	0.183	0.297	0.178	0.300	-0.00458	0.00283	3.278	2.321	3.09523	2.02428
3	-0.942	0.044	-0.946	0.035	-0.00356	-0.00939	-0.949	0.034	-0.00653	-0.01015
4	-0.478	0.039	-0.480	0.042	-0.00236	0.00304	-0.481	0.042	-0.00342	0.00316
5	-0.076	-0.016	-0.066	-0.030	0.00984	-0.01421	1.057	-0.045	1.13281	-0.02938
6	-0.112	0.047	-0.108	0.046	0.00369	-0.00053	-0.107	0.048	0.00468	0.00082
15	0	0	-	-	-	-	-4.984	1.004	-4.98438	1.00364
支路号	p _{ij}	q _{ij}	p _{ij}	q _{ij}	p _{ij}	q _{ij}	p _{ij}	q _{ij}	p _{ij}	q _{ij}
5~6	0.441	0.128	0.442	0.123	0.00088	-0.00486	0.441	0.121	0.00013	-0.00652
1~2	1.568	-0.204	1.566	-0.204	-0.00201	-0.00013	1.559	-0.206	-0.00883	-0.00235
2~3	0.732	0.036	0.732	0.040	-0.00044	0.00352	0.736	0.046	0.00353	0.01002
2~4	0.561	-0.023	0.559	-0.024	-0.00240	-0.00053	0.563	-0.011	0.00208	0.01151
1~5	0.756	0.035	0.752	0.035	-0.00358	0.00006	2.947	2.040	2.19090	2.00451
2~5	0.415	0.008	0.412	0.009	-0.00334	0.00062	3.497	2.011	3.08171	2.00308
3~4	-0.233	0.028	-0.237	0.024	-0.00405	-0.00447	-0.236	0.029	-0.00325	0.00061
4~5	-0.612	0.157	-0.615	0.162	-0.00283	0.00490	-0.611	0.170	0.00146	0.01274

[0092] 3.) 实验三:非全相运行情况

[0093] 假设图 2 中支路 1-5, 即支路 T1 的 A 相发生断线故障, 处于非全相稳态运行状态, 从而导致母线 5 上的负荷 L12 的三相不平衡。但 T1 上的 A 相开关状态量测却为闭合, 即坏数据。在传统的估计方法中, 调度中心只能采集到三相总的遥测遥信量测, 不能监视电网三相不平衡情况。由于此时全网在非全相运行状态下达到了一种新的稳态, 因此, 与全相运行时相比, 此时的三相总的功率分布发生了变化, 但开关开合状态坏数据的存在使调度中心并不能发现电网处于非全相运行状态。而在两级状态估计方法中, 在变电站内能够采集到三相分相量测数据, 从而得到分相估计结果, 当出线节点三相电流不平衡度大于电流不平衡度阈值时, 向调度中心发出报警信息, 方便调度人员对全网状态进行监控并对故障部分及时进行维修。表 5 给出了采用传统状态估计方法时局部功率估计结果和运行状态以及采用两级状态估计方法时变电站内各出线节点的功率估计结果。从表 5 可以看出, 传统状态估计的功率估计结果并不能反映电网正处于非全相运行状态。采用两级状态估计方法时, 经变电站级状态估计可知, 图 3 中出线节点 2 (支路 1-5) 及出线节点 5 (负荷 L12) 的三相各相间的功率状态估计结果不平衡较大。变电站级出线节点的三相复电流估计结果及三相电流不平衡度如表 6 所示。从表 6 中可以看出, 上述节点 2 及节点 5 三相电流不平衡度很大, 即支路 T1 和负荷 L12 三相电流不平衡度很大, 需向调度中心发送报警信息。

[0094] 表 5 传统状态估计局部功率估计结果和运行状态以及两级状态估计变电站级功率估计结果 (p. u.)

[0095]

传统状态估计结果				两级状态估计变电站级状态估计结果						
全网编号	p _{ij}	q _{ij}	运行状态	变电站节点号	p _{ij}	q _{ij}	p _{ij}	q _{ij}	p _{ij}	q _{ij}
支路 5~6	0.442	0.126	全相运行	4	-0.447	-0.131	-0.438	-0.122	-0.429	-0.124
支路 1~5	0.755	0.037	全相运行	2	0.001	-0.006	1.099	-0.043	1.086	-0.034
支路 2~5	0.412	0.009	全相运行	3	0.412	0.015	0.402	0.016	0.392	0.002
支路 4~5	-0.616	0.162	全相运行	6	-0.613	0.159	-0.625	0.155	-0.615	0.154
负荷 L12	-0.073	-0.014	全相运行	5	0.648	-0.038	-0.438	-0.007	-0.434	-0.003

[0096] 表 6 变电站级节点注入电流估计结果及三相不平衡度 (p. u.)

[0097]

节点号	A 相电流		B 相电流		C 相电流		三相电流不平衡度(%)
	实部	虚部	实部	虚部	实部	虚部	
1	0	-0.0001	0	0	0.0001	0	2.679
2	0.0017	0.0056	-0.6418	-0.8665	-0.417	0.9802	50.257
3	0.3967	-0.0762	-0.2596	-0.2975	-0.1252	0.3638	1.508
4	-0.4136	0.1938	0.3619	0.2601	0.0389	-0.4359	0.852
5	0.6332	-0.0601	0.274	0.3309	0.151	-0.398	470.793
6	-0.6173	-0.0586	0.2594	0.5653	0.3593	-0.5073	0.134

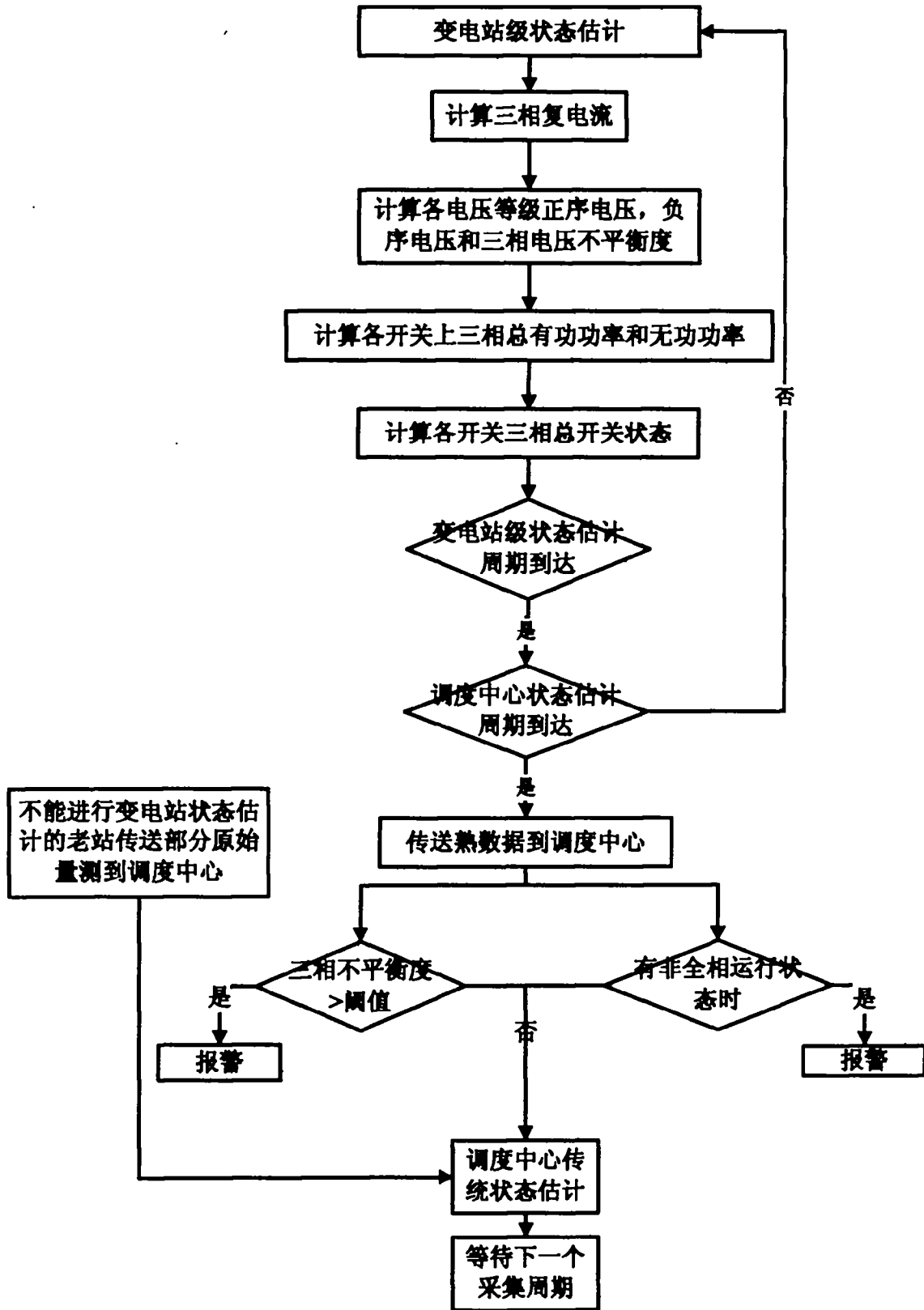


图 1

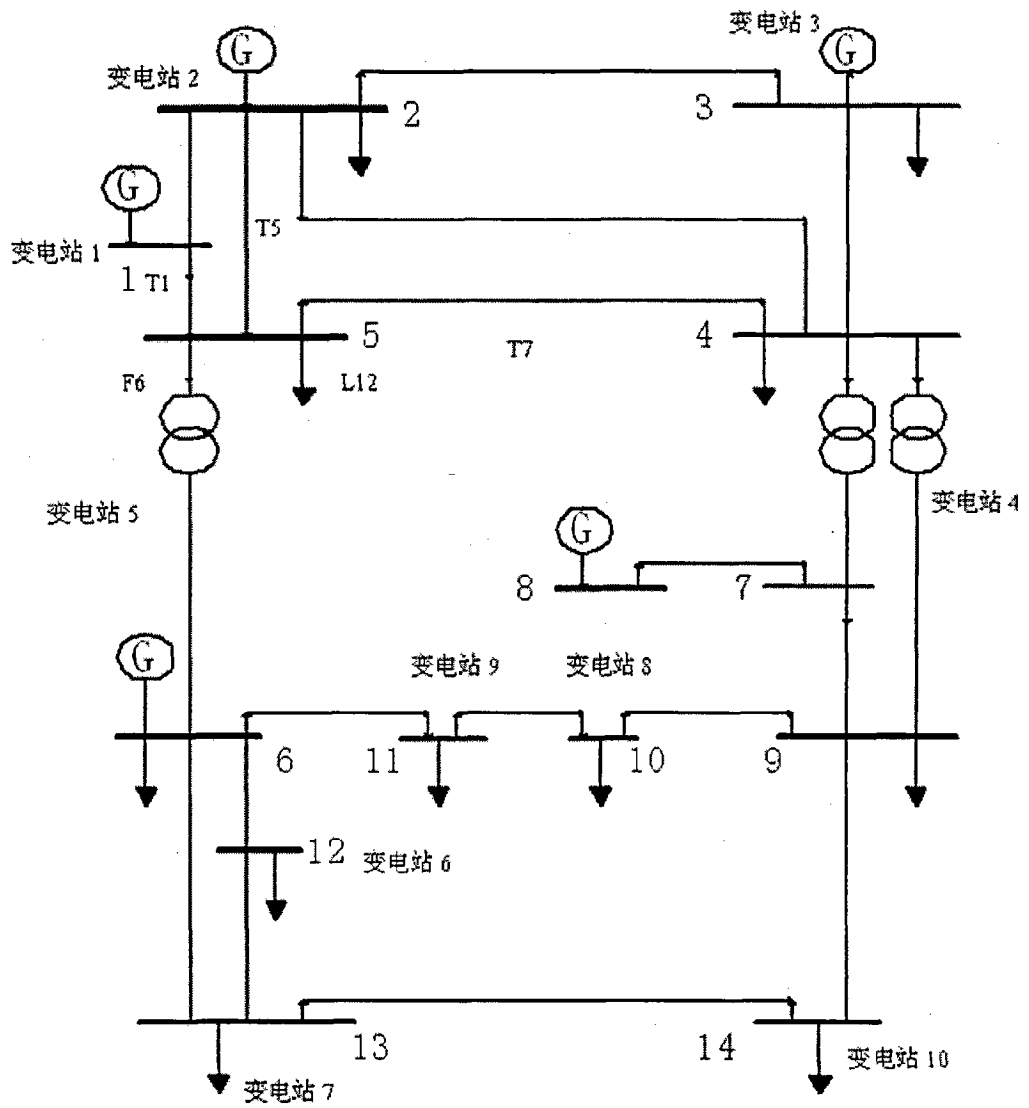


图 2

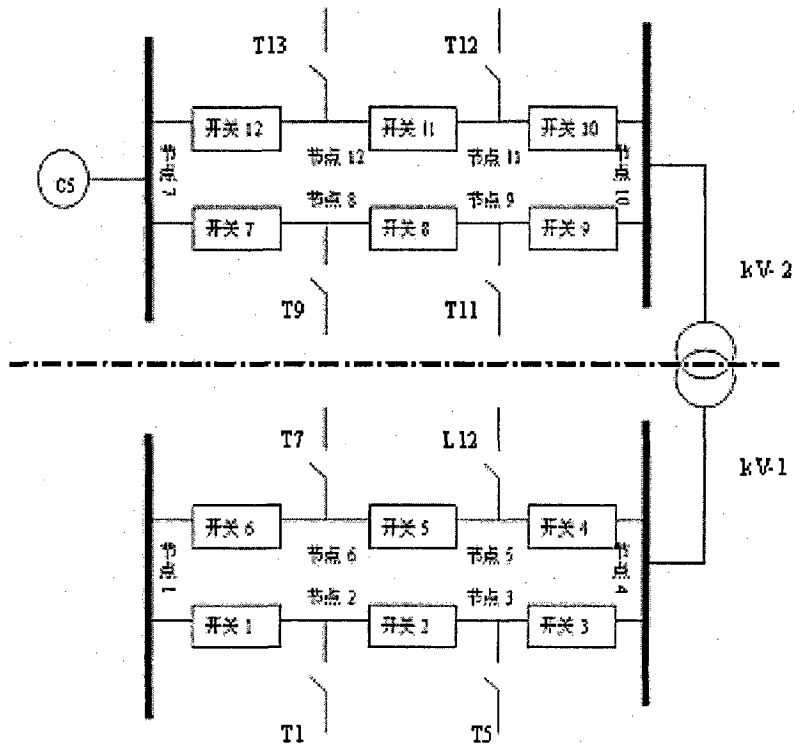


图 3