



(12) 发明专利申请

(10) 申请公布号 CN 103887795 A

(43) 申请公布日 2014. 06. 25

(21) 申请号 201410155434. 9

(51) Int. Cl.

(22) 申请日 2014. 04. 17

H02J 3/00(2006. 01)

G06F 19/00(2011. 01)

(71) 申请人 哈尔滨工业大学

地址 150001 黑龙江省哈尔滨市南岗区西大直街 92 号

申请人 南京南瑞集团公司

国家电网公司

江苏省电力公司

(72) 发明人 王松岩 李碧君 于继来 徐泰山

段炼 刘强 宋梦

(74) 专利代理机构 哈尔滨市松花江专利商标事

务所 23109

代理人 岳泉清

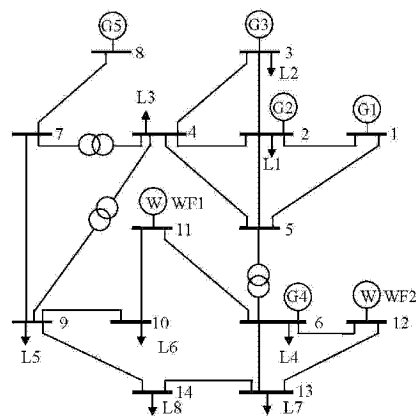
权利要求书4页 说明书12页 附图3页

(54) 发明名称

电力系统实时概率潮流在线的计算方法

(57) 摘要

电力系统实时概率潮流在线的计算方法,属于大规模风、光等间歇性电源接入背景下电网安全运行技术领域,本发明为解决现有概率潮流在线计算方法的计算结果不够准确、实际规模电力系统数量多的网络节点造成“维数灾”、计算过程复杂、硬软件投资成本过大等问题。具体过程为:建立负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布模型,获取特征量间的联合概率分布,对联合概率分布进行抽样,获得抽样样本集;建立间歇性电源侧运行模式特征量间的联合概率分布模型,获取联合概率分布,对联合概率分布进行抽样,获取抽样样本集;利用关键节点和关键线路的潮流高维模型计算电网下一时段的概率潮流分布及其主要分布特征,获得电网运行状态。本发明应用于电力系统。



1. 电力系统实时概率潮流在线的计算方法,其特征在于,该方法的具体过程为:

步骤一、根据负荷侧运行模式特征量的下一时段预测信息,建立负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布模型;

步骤二、根据步骤一获取的联合概率分布模型获取负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布;

步骤三、对步骤二获取的负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布进行抽样,获得抽样样本集;

步骤四、建立间歇性电源侧运行模式特征量间的联合概率分布模型,获取运行模式特征量间的联合概率分布,然后对联合概率分布进行抽样,获取间歇性电源侧的抽样样本集;

步骤五、对步骤三获得的负荷侧抽样样本集和步骤四获取的间歇性电源侧抽样样本集,利用关键节点和关键线路的潮流高维模型计算电网下一时段的概率潮流分布及其分布特征,获得电网运行状态。

2. 根据权利要求1所述电力系统实时概率潮流在线的计算方法,其特征在于,步骤一所述建立负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布模型的具体过程为:

将一个具有N个负荷节点的系统分为M个区域,第k个区域包含的负荷节点数为 n_k ,全系统总负荷、区域负荷和节点负荷三个层次之间的关系为:

$$P(t) = \sum_{k=1}^M P_k(t) \quad (1)$$

$$P_k(t) = \sum_{l=1}^{n_k} P_{kl}(t) \quad (2)$$

$$R_k(t) = P_k(t) / P(t), (k=1, 2, \dots, M) \quad (3)$$

$$T_{kl}(t) = P_{kl}(t) / P_k(t), (l=1, 2, \dots, n_k) \quad (4)$$

其中, $P(t)$ 表示时段 t 全系统的负荷功率总量; $P_k(t)$ 表示第 k 个区域的负荷功率总量; $P_{kl}(t)$ 为第 k 个区域内的第 l 个节点的负荷功率; $R_k(t)$ 表示第 k 个区域的负荷功率与全系统负荷功率总量的比值; $T_{kl}(t)$ 表示第 k 个区域内的第 l 个节点的负荷功率与第 k 个区域负荷功率总量的比值; 所有负荷功率和负荷功率比值变量均为随机变量;

分别将 $P(t)$ 、 $R_k(t)$ 和 $T_{kl}(t)$ 用其相应基础函数值和随机波动成分的和表示为:

$$P(t) = P^0(t) + \Delta P(t) \quad (5)$$

$$R_k(t) = R_k^0(t) + \Delta R_k(t) \quad (6)$$

$$T_{kl}(t) = T_{kl}^0(t) + \Delta T_{kl}(t) \quad (7)$$

式中: $P^0(t)$ 、 $R_k^0(t)$ 和 $T_{kl}^0(t)$ 分别是 $P(t)$ 、 $R_k(t)$ 和 $T_{kl}(t)$ 的基础函数值; 当在线计算电网未来时段的实时概率潮流时, 将它们的预测值作为基础函数值; $\Delta P(t)$ 、 $\Delta R_k(t)$ 和 $\Delta T_{kl}(t)$ 分别为 $P(t)$ 、 $R_k(t)$ 和 $T_{kl}(t)$ 的随机波动成分;

将 M 个区域的负荷功率与全系统负荷功率总量比值的随机波动成分作为 M 维随机变量向量 $\Delta R(t)$, 将第 k 个区域内 n_k 个节点负荷功率与区域 k 负荷功率总量比值的波动成分作

为 n_k 维随机变量向量 $\Delta T_k(t)$:

$$\Delta R(t)=[\Delta R_1(t), \Delta R_2(t), \dots, \Delta R_M(t)]^T \quad (8)$$

$$\Delta T_k(t)=[\Delta T_{k1}(t), \Delta T_{k2}(t), \dots, \Delta T_{kn_k}(t)]^T \quad (9)$$

统计该系统的负荷功率总量的随机波动成分 $\Delta P(t)$ 、 M 维随机变量向量 $\Delta R(t)$ 和 n_k 维随机变量向量 $\Delta T_k(t)$ ($k=1, 2, \dots, M$) 的概率分布, 即为 M 个区域负荷功率的联合概率分布模型和每个区域内所有节点注入功率的联合概率模型。

3. 根据权利要求 2 所述电力系统实时概率潮流在线的计算方法, 其特征在于, 步骤二所述获取负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布的具体过程为:

步骤二一、将一个系统内 N 个负荷节点划分为 M 个区域, 第 k 个区域内的负荷节点数为 n_k , 获取第 k 个区域内第 l 个负荷节点在每一时段 t 的负荷功率 $P_{kl}(t)$, ($k=1, 2, \dots, M; l=1, 2, \dots, n_k$);

步骤二二、计算系统在每一时段 t 的负荷功率总量 $P(t)$ 、 M 个区域负荷功率与全系统负荷功率总量的比值向量 $R(t)$ 、第 k 个区域内 n_k 个负荷节点的负荷功率与第 k 个区域负荷功率总量的比值向量 $T_k(t)$, ($k=1, 2, \dots, M$):

$$P_k(t)=\sum_{l=1}^{n_k} P_{kl}(t), (k=1, 2, \dots, M) \quad (10)$$

$$P(t)=\sum_{k=1}^M P_k(t) \quad (11)$$

$$R_k(t)=P_k(t)/P(t), (k=1, 2, \dots, M) \quad (12)$$

$$R(t)=[R_1(t), R_2(t), \dots, R_M(t)]^T \quad (13)$$

$$T_{kl}(t)=P_{kl}(t)/P_k(t), (l=1, 2, \dots, n_k) \quad (14)$$

$$T_k(t)=[T_{k1}(t), T_{k2}(t), \dots, T_{kn_k}(t)]^T \quad (15)$$

步骤二三、设在第 t 时段对第 $t+1$ 时段系统负荷功率总量的预报值为 P_f , 设 M 个区域负荷功率与系统负荷功率总量的比值向量的预报值为 $R_f=[R_{f1}, R_{f2}, \dots, R_{fM}]^T$, 设第 k 个区域内 n_k 个负荷节点的负荷功率与第 k 个区域负荷功率总量的比值向量的预报值为

$$T_{fk}=[T_{fk1}, T_{fk2}, \dots, T_{fkn_k}]^T;$$

步骤二四、计算全系统负荷功率总量的预报误差值 ΔP , M 个区域的负荷功率比值向量的预报误差值 ΔR 和第 k 个区域内 n_k 个负荷节点的负荷功率与第 k 个区域负荷功率总量的比值向量的预报误差值 ΔT_k , $k=1, 2, \dots, M$:

$$\Delta P=P(t+1)-P_f \quad (16)$$

$$\Delta R_k=R_k(t+1)-R_{fk}, (k=1, 2, \dots, M) \quad (17)$$

$$\Delta R=[\Delta R_1, \Delta R_2, \dots, \Delta R_M]^T \quad (18)$$

$$\Delta T_{kl}=T_{kl}(t+1)-T_{fkl}, (l=1, 2, \dots, n_k) \quad (19)$$

$$\Delta T_k=[\Delta T_{k1}, \Delta T_{k2}, \dots, \Delta T_{kn_k}]^T \quad (20)$$

步骤二五、统计 ΔP 出现不同值的频率, 即为系统负荷功率总量预报误差的概率分布;

统计 M 维随机变量 ΔR 出现不同值的频率,即为各个区域负荷功率比值向量预报误差的联合概率分布;统计 n_k 维随机变量 ΔT_k , ($k=1, 2, \dots, M$) 出现不同值的频率,即为单个区域内所有负荷节点的负荷功率比值向量预报误差的联合概率分布。

4. 根据权利要求 3 所述电力系统实时概率潮流在线的计算方法,其特征在于,步骤三所述对负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布进行抽样的具体过程为:

步骤三一、计算在当前时段 t 对第 $t+1$ 时段系统负荷功率总量的预报值 P_f , M 个区域的负荷功率与系统负荷功率总量的比值向量的预报值 $R_f=[R_{f1}, R_{f2}, \dots, R_{fM}]^T$, 第 k 个区域内 n_k 个负荷节点的负荷功率与第 k 个区域负荷功率总量的比值向量的预报值

$$T_{fk} = [T_{fk1}, T_{fk2}, \dots, T_{fkn_k}]^T, (k=1, 2, \dots, M);$$

步骤三二、根据系统负荷功率总量预报误差的概率分布抽样获取第 p 次模拟的误差值 ΔP^p ; 根据各个区域负荷功率与系统负荷功率总量的比值向量预报误差的联合概率分布抽样获取一组比例预测误差值 $\Delta R^p = [\Delta R_1^p, \Delta R_2^p, \dots, \Delta R_M^p]^T$, 根据单个区域内所有负荷节点的负荷功率的比值向量预报误差的联合概率分布抽样获取 M 组比例预测误差值

$$\Delta T_k^p = [\Delta T_{k1}^p, \Delta T_{k2}^p, \dots, \Delta T_{kn_k}^p]^T, (k=1, 2, \dots, M);$$

步骤三三、计算第 p 次模拟的各个区域的负荷功率值 P_k^p ($k=1, 2, \dots, M$) 和第 k 个区域内所有负荷节点的负荷功率值 P_{kl}^p ($k=1, 2, \dots, M; l=1, 2, \dots, n_k$):

$$P^p = P_f + \Delta P^p \quad (21)$$

$$R_k^p = R_{fk} + \Delta R_k^p, (k=1, 2, \dots, M) \quad (22)$$

$$P_k^p = P^p \times R_k^p, (k=1, 2, \dots, M) \quad (23)$$

$$T_{kl}^p = T_{fkl} + \Delta T_{kl}^p, (l=1, 2, \dots, n_k) \quad (24)$$

$$P_{kl}^p = P_k^p \times T_{kl}^p, (l=1, 2, \dots, n_k) \quad (25)$$

步骤三四、重复步骤三二和步骤三三, 获取多组节点负荷功率值, 即抽样获得负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布的多组节点负荷功率值。

5. 根据权利要求 4 所述电力系统实时概率潮流在线的计算方法, 其特征在于, 步骤五所述利用关键节点和关键线路的潮流高维模型计算电网下一时段的概率潮流分布及其主要分布特征, 获得电网运行状态的具体过程为:

将关键节点的电压和关键线路的输送功率, 均采用高维模型表达方式进行表示, 高维模型表达关系为:

$$f(\mathbf{x}) = f_0 + \sum_{i=1}^n f_i(x_i) + \sum_{i < j} f_{ij}(x_i, x_j) + \dots + f_{1,2,\dots,n}(\mathbf{x}) \quad (26)$$

其中: \mathbf{x} 表示多维输入向量; $f(\mathbf{x})$ 表示待表达的输出量; f_0 是 0 阶常数项; $f_i(x_i)$ 是 1 阶分量函数, 表示单一变量 x_i 对输出的单一作用; $f_{ij}(x_i, x_j)$ 为 2 阶分量函数, 表示变量 x_i 和 x_j 相互耦合后对输出的联合作用; $f_{1,2,\dots,n}(\mathbf{x})$ 为 n 阶分量函数, 表示所有分量耦合后对输出

的联合作用；

在实际电力系统运行中,关键节点电压和关键线路功率与选择的部分关联节点注入功率间的关系问题符合低阶耦合的特征,因此, $f(x)$ 采用截断的形式表示为：

$$f(\mathbf{x}) = f_0 + \sum_{i=1}^n f_i(x_i) + \sum_{i < j} f_{ij}(x_i, x_j) \quad (27)$$

当分量函数采用正交多项式时,上述关系表示为：

$$f(\mathbf{x}) = f_0 + \sum_{i=1}^n \sum_{r=1}^k \alpha_r^i \varphi_r(x_i) + \sum_{i < j} \sum_{p=1}^l \sum_{q=1}^m \beta_{pq}^{ij} \varphi_{pq}(x_i, x_j) \quad (28)$$

其中:k、l 和 m 为整数,反映正交多项式的多少; α_r^i 和 β_{pq}^{ij} 是待求的系数; $\varphi_r(x_i)$ 和 $\varphi_{pq}(x_i, x_j)$ 分别表示关于单变量和双变量的正交多项式。

电力系统实时概率潮流在线的计算方法

技术领域

[0001] 本发明属于大规模风、光等间歇性电源接入背景下电网安全运行技术领域。

背景技术

[0002] 电力系统在外部环境变化不大和人类生产与生活的规律性比较稳定的条件下,不同运行日的电网调度计划和运行状态指标往往表现出较强的相似性,为此,电网公司通常将某些具有典型外部特征(如特定节气、节假日、负荷高峰期)的调度方案与调控策略归纳为一种运行方式,在某些特定外部环境下,参考与该外部环境相似的运行方式制定调度计划。运行方式对保证电网安全运行具有至关重要的作用,一般需要经过比较严格的安全校核。传统意义上的运行方式安全校核,常考虑典型场景、通过离线方式、借助普通的电力系统潮流计算与安全分析工具完成。当把运行方式的离线安全校核功能拓展至在线实时情况下的安全运行风险评估时,就需要快速掌握考虑多种不确定性因素概率分布条件下的电网潮流信息——在线概率潮流信息。这实际上是要求将传统具有确定性意义上的在线调度员潮流能够升级到考虑不确定性因素的在线调度员概率潮流水平。与确定性调度员潮流计算具有任务相对单一和工作量较小相比,如果将一般的离线概率潮流计算方式照搬到在线实时运行环境,则调度员概率潮流将会因大规模样本带来巨大的计算量而使实时性难以得到保证。如何比较准确而快速地在在线获得实时运行状态下的概率潮流分布及其主要分布特征,并同时控制因巨大计算量带来的巨额硬软件投资,亟需研发新的方法或技术方案,以实现概率潮流的在线计算功能。

[0003] 在对运行方式进行安全风险评估时,为简化分析,一般假设各节点注入功率(包括负荷和发电功率)互为独立。然而,由大量电网运行实际情况分析表明,电网各节点的注入功率并不是完全独立的。由于人们的生活、生产过程具有很强的规律性,同一个地区的各个节点的负荷往往具有不同程度地同时增大或减小的趋势;地理位置邻近的各间歇性电源或电源群,由于风速、光照等变化特性比较相近,它们的输出功率也会表现出一定程度的类似现象。如果忽略各节点注入功率之间的相关性,就极有可能过于乐观地估计系统的运行态势,甚至可能遗漏比较严重的风险事件,从而使运行方式的安全评估发生较大偏差。在电网以该运行方式制定调度计划时,某些遗漏的风险事件就有可能发生,并对电网安全运行造成严重威胁。因此,在进行电网概率潮流计算时,有必要采取合理的方式计及负荷侧和间歇性电源侧各节点注入功率之间的相关性。

[0004] 虽然目前已有一些相关技术在概率潮流算法中考虑到节点注入功率的相关性,并取得了不错的效果。然而就总体而言,考虑节点注入功率相关性基础上的概率潮流计算问题,还存在较多技术缺陷。举例而言,由于需要计及负荷侧和间歇性电源侧各节点注入功率的相关性,目前常用技术方法一般需要首先由历史数据统计出各节点注入功率的联合概率分布模型,然后再基于此模型进行 Monte Carlo 抽样以计算概率潮流。然而实际规模的电力系统具有数量众多的网络节点,若直接考虑它们的相关性并建立所有节点注入功率的联合概率模型,势必会造成“维数灾”的问题,这是传统方法在联合概率分布生成过程中一直

存在的技术障碍。这一关键性技术难题至今尚未得到解决,直接限制了概率潮流方法在评估电网运行方式安全风险领域的应用。

[0005] 在实际电力系统运行中,负荷侧与间歇性电源侧的相关性明显较弱,一般可认为负荷功率与间歇性电源功率的时间序列相互独立,即认为相关性近似为零。然而,负荷侧的各负荷节点功率之间的时序变化特性、某一区域内或相邻区域的间歇性电源输出功率之间的时序变化特性,却具有较强的相似性。这在概率潮流分析中的体现,就是负荷侧和间歇性电源侧的联合概率分布生成方法以及基于联合概率分布的抽样方法基本相同。

[0006] 负荷侧和间歇性电源侧各节点注入功率间在存在高维数相关性的同时,还存在着明显的模式性。各节点之间的相关性尽管维数很高,但实际电力系统的运行模式数却是极其有限甚至是比较少量的。

[0007] 尽管以运行模式特征量间的联合概率分布替代节点注入功率间的联合概率分布,可以解决在线应用过程中对样本抽样的“维数灾”问题,但为了尽可能高地保证概率潮流计算结果的可信度,理论上仍要求提供给电网潮流计算的样本数必须满足概率分布统计的基本需要,这实际上意味着如果不采用合适的简化运算方法,则在线调度员概率潮流进行的潮流计算次数,与离线方式下的概率潮流进行的潮流计算次数,仍然保持同等数量级的规模(对实际大型电力系统,规模量级达数万次,甚至数十或数百万次)。如果将如此庞大的潮流计算任务放到实时环境,并采取常规的牛顿法、PQ分解法等计算程序,要求其在分钟级甚至更短时间内就完成,实难胜任。目前解决这一难题的技术途径之一,就是对计算任务进行分解并采取并行算法,但这会明显增加计算过程的复杂性,并大幅增加硬软件投资成本。

发明内容

[0008] 本发明目的是为了解决现有概率潮流在线计算方法的计算结果不够准确、实际规模的电力系统数量众多的网络节点造成“维数灾”、计算过程复杂、硬软件投资成本过大等技术缺陷问题,提供了一种电力系统实时概率潮流在线的计算方法。

[0009] 本发明所述电力系统实时概率潮流在线的计算方法,该方法的具体过程为:

[0010] 步骤一、根据负荷侧运行模式特征量的下一时段预测信息,建立负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布模型;

[0011] 步骤二、根据步骤一获取的联合概率分布模型获取负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布;

[0012] 步骤三、对步骤二获取的负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布进行抽样,获得抽样样本集;

[0013] 步骤四、建立间歇性电源侧运行模式特征量间的联合概率分布模型,获取运行模式特征量间的联合概率分布,然后对联合概率分布进行抽样,获取间歇性电源侧的抽样样本集;

[0014] 步骤五、对步骤三获得的负荷侧抽样样本集和步骤四获取的间歇性电源侧抽样样本集,利用关键节点和关键线路的潮流高维模型计算电网下一时段的概率潮流分布及其主要分布特征,获得电网运行状态。

[0015] 本发明的优点:

[0016] (1) 适用于间歇性电源高渗透率电网运行方式的风险评估,模型建立过程中考虑

了节点注入功率的相关性,使得基于联合概率分布模型的概率潮流计算结果更具可信度,能够更加全面地评估某一运行方式下电网的运行态势及薄弱环节,可有效减少电网因对运行方式评估不准确而造成的对节点和线路潮流越限或系统切负荷损失的误判程度,减少因电网调度员决策失误而带来的经济损失。

[0017] (2) 在考虑节点注入功率相关性的同时,采用了运行模式提供的层次化思想,以全系统总注入功率以及各层次注入功率之间的比值作为运行模式特征量和随机变量,极大地降低了联合概率分布模型的维数,避免了联合概率分布生成和抽样过程中的“维数灾”问题,显著降低了概率潮流计算的难度,为概率潮流方法在运行方式安全风险评估领域的实际应用提供了切实可行的技术途径;

[0018] (3) 以关键节点电压和关键线路功率的高维模型表达式替代常规潮流程序参与在线调度员概率潮流计算,可以极大地提高计算效率,降低计算成本,减少电网在计算概率潮流方面的大型计算机与工作站设备投入成本。

[0019] (4) 由于本发明有效避免和克服了联合概率分布生成过程中的“维数灾”问题和针对大量样本进行常规潮流计算带来的巨额计算负担问题,电网调度运行人员在普通工作站上即可在线完成大型电网运行方式的概率潮流状态计算,可将概率潮流计算耗时从传统方法的分钟级降低至目前的秒级,为概率潮流在线计算提供了技术基础。可使目前在线使用的电力调度员潮流从确定性分析步入概率分析时代,具有重要的工业实用价值。

附图说明

[0020] 图 1 是 IEEE14 节点仿真系统接线图;图 2 是选取节点 10 的电压幅值 CDF 曲线图,其中:曲线 a 表示联合概率模型,曲线 b 表示独立概率模型;图 3 是选取节点 13 的电压幅值 CDF 曲线图,其中:曲线 a 表示联合概率模型,曲线 b 表示独立概率模型;图 4 是根据节点注入功率联合概率模型分别对各节点负荷和各风电场出力进行抽样时支路 1-2 潮流的 CDF 曲线图,其中:曲线 a 表示联合概率模型,曲线 b 表示独立概率模型;图 5 是根据节点注入功率联合概率模型分别对各节点负荷和各风电场出力进行抽样时支路 6-13 潮流的 CDF 曲线图,其中:曲线 a 表示联合概率模型,曲线 b 表示独立概率模型;图 6 是以高维模型表达式替代常规潮流程序进行概率潮流计算时支路 1-2 潮流的 CDF 曲线图,其中:曲线 a 表示常规潮流,曲线 b 表示高维模型;图 7 是以高维模型表达式替代常规潮流程序进行概率潮流计算时支路 6-13 潮流的 CDF 曲线图,其中:曲线 a 表示常规潮流,曲线 b 表示高维模型。

具体实施方式

[0021] 具体实施方式一:下面结合图 1 说明本实施方式,本实施方式所述电力系统实时概率潮流在线的计算方法,该方法的具体过程为:

[0022] 步骤一、根据负荷侧运行模式特征量的下一时段预测信息,建立负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布模型;

[0023] 步骤二、根据步骤一获取的联合概率分布模型获取负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布;

[0024] 步骤三、对步骤二获取的负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布进行抽样,获得抽样样本集;

[0025] 步骤四、建立间歇性电源侧运行模式特征量间的联合概率分布模型,获取运行模式特征量间的联合概率分布,然后对联合概率分布进行抽样,获取间歇性电源侧的抽样样本集;

[0026] 步骤五、对步骤三获得的负荷侧抽样样本集和步骤四获取的间歇性电源侧抽样样本集,利用关键节点和关键线路的潮流高维模型计算电网下一时段的概率潮流分布及其分布特征,获得电网运行状态。

[0027] 具体实施方式二:本实施方式对实施方式一作进一步说明,步骤一所述建立负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布模型的具体过程为:

[0028] 将一个具有 N 个负荷节点的系统分为 M 个区域,第 k 个区域包含的负荷节点数为 n_k ,全系统总负荷、区域负荷和节点负荷三个层次之间的关系为:

$$[0029] \quad P(t) = \sum_{k=1}^M P_k(t) \quad (1)$$

$$[0030] \quad P_k(t) = \sum_{l=1}^{n_k} P_{kl}(t) \quad (2)$$

$$[0031] \quad R_k(t) = P_k(t) / P(t), (k=1, 2, \dots, M) \quad (3)$$

$$[0032] \quad T_{kl}(t) = P_{kl}(t) / P_k(t), (l=1, 2, \dots, n_k) \quad (4)$$

[0033] 其中, $P(t)$ 表示时段 t 全系统的负荷功率总量; $P_k(t)$ 表示第 k 个区域的负荷功率总量; $P_{kl}(t)$ 为第 k 个区域内的第 l 个节点的负荷功率; $R_k(t)$ 表示第 k 个区域的负荷功率与全系统负荷功率总量的比值; $T_{kl}(t)$ 表示第 k 个区域内的第 l 个节点的负荷功率与第 k 个区域负荷功率总量的比值;所有负荷功率和负荷功率比值变量均为随机变量;

[0034] 分别将 $P(t)$ 、 $R_k(t)$ 和 $T_{kl}(t)$ 用其相应基础函数值和随机波动成分的和表示为:

$$[0035] \quad P(t) = P^0(t) + \Delta P(t) \quad (5)$$

$$[0036] \quad R_k(t) = R_k^0(t) + \Delta R_k(t) \quad (6)$$

$$[0037] \quad T_{kl}(t) = T_{kl}^0(t) + \Delta T_{kl}(t) \quad (7)$$

[0038] 式中: $P^0(t)$ 、 $R_k^0(t)$ 和 $T_{kl}^0(t)$ 分别是 $P(t)$ 、 $R_k(t)$ 和 $T_{kl}(t)$ 的基础函数值;当在线计算电网未来时段的实时概率潮流时,将它们的预测值作为基础函数值; $\Delta P(t)$ 、 $\Delta R_k(t)$ 和 $\Delta T_{kl}(t)$ 分别为 $P(t)$ 、 $R_k(t)$ 和 $T_{kl}(t)$ 的随机波动成分;

[0039] 将 M 个区域的负荷功率与全系统负荷功率总量比值的随机波动成分作为 M 维随机变量向量 $\Delta R(t)$,将第 k 个区域内 n_k 个节点负荷功率与区域 k 负荷功率总量比值的波动成分作为 n_k 维随机变量向量 $\Delta T_k(t)$:

$$[0040] \quad \Delta R(t) = [\Delta R_1(t), \Delta R_2(t), \dots, \Delta R_M(t)]^T \quad (8)$$

$$[0041] \quad \Delta T_k(t) = [\Delta T_{k1}(t), \Delta T_{k2}(t), \dots, \Delta T_{kn_k}(t)]^T \quad (9)$$

[0042] 统计该系统的负荷功率总量的随机波动成分 $\Delta P(t)$ 、M 维随机变量向量 $\Delta R(t)$ 和 n_k 维随机变量向量 $\Delta T_k(t)$ ($k=1, 2, \dots, M$) 的概率分布,即为 M 个区域负荷功率的联合概率分布模型和每个区域内所有节点注入功率的联合概率模型。

[0043] 本实施方式中,比值 $R_k(t)$ 和 $T_{kl}(t)$ 是相对量,其变化特性比负荷功率本身更具平

稳性,因此利用 $P(t)$ 、 $R_k(t)$ 和 $T_{kl}(t)$ 组成运行模式特征向量,建立特征量间的联合概率模型后,可有效提高模型分析的准确性。

[0044] 具体实施方式三:本实施方式对实施方式二作进一步说明,步骤二所述获取负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布的具体过程为:

[0045] 步骤二一、将一个系统内 N 个负荷节点划分为 M 个区域,第 k 个区域内的负荷节点数为 n_k ,获取第 k 个区域内第 l 个负荷节点在每一时段 t 的负荷功率 $P_{kl}(t)$, ($k=1, 2, \dots, M; l=1, 2, \dots, n_k$);

[0046] 步骤二二、计算系统在每一时段 t 的负荷功率总量 $P(t)$ 、 M 个区域负荷功率与全系统负荷功率总量的比值向量 $R(t)$ 、第 k 个区域内 n_k 个负荷节点的负荷功率与第 k 个区域负荷功率总量的比值向量 $T_k(t)$, ($k=1, 2, \dots, M$):

$$[0047] \quad P_k(t) = \sum_{l=1}^{n_k} P_{kl}(t), (k=1, 2, \dots, M) \quad (10)$$

$$[0048] \quad P(t) = \sum_{k=1}^M P_k(t) \quad (11)$$

$$[0049] \quad R_k(t) = P_k(t)/P(t), (k=1, 2, \dots, M) \quad (12)$$

$$[0050] \quad R(t) = [R_1(t), R_2(t), \dots, R_M(t)]^T \quad (13)$$

$$[0051] \quad T_{kl}(t) = P_{kl}(t)/P_k(t), (l=1, 2, \dots, n_k) \quad (14)$$

$$[0052] \quad T_k(t) = [T_{k1}(t), T_{k2}(t), \dots, T_{kn_k}(t)]^T \quad (15)$$

[0053] 步骤二三、设在第 t 时段对第 $t+1$ 时段系统负荷功率总量的预报值为 P_f , 设 M 个区域负荷功率与系统负荷功率总量的比值向量的预报值为 $R_f = [R_{f1}, R_{f2}, \dots, R_{fM}]^T$, 设第 k 个区域内 n_k 个负荷节点的负荷功率与第 k 个区域负荷功率总量的比值向量的预报值为

$$T_{fk} = [T_{fk1}, T_{fk2}, \dots, T_{fn_k}]^T;$$

[0054] 步骤二四、计算全系统负荷功率总量的预报误差值 ΔP , M 个区域的负荷功率比值向量的预报误差值 ΔR 和第 k 个区域内 n_k 个负荷节点的负荷功率与第 k 个区域负荷功率总量的比值向量的预报误差值 ΔT_k , $k=1, 2, \dots, M$:

$$[0055] \quad \Delta P = P(t+1) - P_f \quad (16)$$

$$[0056] \quad \Delta R_k = R_k(t+1) - R_{fk}, (k=1, 2, \dots, M) \quad (17)$$

$$[0057] \quad \Delta R = [\Delta R_1, \Delta R_2, \dots, \Delta R_M]^T \quad (18)$$

$$[0058] \quad \Delta T_{kl} = T_{kl}(t+1) - T_{fkl}, (l=1, 2, \dots, n_k) \quad (19)$$

$$[0059] \quad \Delta T_k = [\Delta T_{k1}, \Delta T_{k2}, \dots, \Delta T_{kn_k}]^T \quad (20)$$

[0060] 步骤二五、统计 ΔP 出现不同值的频率,即为系统负荷功率总量预报误差的概率分布;统计 M 维随机变量 ΔR 出现不同值的频率,即为各个区域负荷功率比值向量预报误差的联合概率分布;统计 n_k 维随机变量 ΔT_k , ($k=1, 2, \dots, M$) 出现不同值的频率,即为单个区域内所有负荷节点的负荷功率比值向量预报误差的联合概率分布。

[0061] 具体实施方式四:本实施方式对实施方式三作进一步说明,步骤三所述对负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布进行抽样的具体过程为:

[0062] 步骤三一、计算在当前时段 t 对第 $t+1$ 时段系统负荷功率总量的预报值 P_f , M 个区域的负荷功率与系统负荷功率总量的比值向量的预报值 $R_f=[R_{f1}, R_{f2}, \dots, R_{fM}]^T$, 第 k 个区域内 n_k 个负荷节点的负荷功率与第 k 个区域负荷功率总量的比值向量的预报值

$$T_{fk} = [T_{fk1}, T_{fk2}, \dots, T_{fkn_k}]^T, (k=1, 2, \dots, M);$$

[0063] 步骤三二、根据系统负荷功率总量预报误差的概率分布抽样获取第 p 次模拟的误差值 ΔP^p ; 根据各个区域负荷功率与系统负荷功率总量的比值向量预报误差的联合概率分布抽样获取一组比例预测误差值 $\Delta R^p = [\Delta R_1^p, \Delta R_2^p, \dots, \Delta R_M^p]^T$, 根据单个区域内所有

负荷节点的负荷功率的比值向量预报误差的联合概率分布抽样获取 M 组比例预测误差值

$$\Delta T_k^p = [\Delta T_{k1}^p, \Delta T_{k2}^p, \dots, \Delta T_{kn_k}^p]^T, (k=1, 2, \dots, M);$$

[0064] 步骤三三、计算第 p 次模拟的各个区域的负荷功率值 $P_k^p (k=1, 2, \dots, M)$ 和第 k 个区域内所有负荷节点的负荷功率值 $P_{kl}^p (k=1, 2, \dots, M; l=1, 2, \dots, n_k)$:

$$[0065] \quad P^p = P_f + \Delta P^p \quad (21)$$

$$[0066] \quad R_k^p = R_{fk} + \Delta R_k^p, (k=1, 2, \dots, M) \quad (22)$$

$$[0067] \quad P_k^p = P^p \times R_k^p, (k=1, 2, \dots, M) \quad (23)$$

$$[0068] \quad T_{kl}^p = T_{fkl} + \Delta T_{kl}^p, (l=1, 2, \dots, n_k) \quad (24)$$

$$[0069] \quad P_{kl}^p = P_k^p \times T_{kl}^p, (l=1, 2, \dots, n_k) \quad (25)$$

[0070] 步骤三四、重复步骤三二和步骤三三, 获取多组节点负荷功率值, 即抽样获得负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布的多组节点负荷功率值。

[0071] 本实施方式中, 抽样获得负荷侧运行模式特征量间的联合概率分布的多组节点负荷功率值, 可将其用于实时概率潮流计算, 以分析电网不同运行方式下发生节点电压超限或线路超载的概率, 进而合理评估不同运行方式的风险水平, 并根据具体情况对电网运行方式进行适当调整。

[0072] 具体实施方式五: 本实施方式对实施方式四作进一步说明, 步骤四所述建立间歇性电源侧的联合概率分布模型、获取联合概率分布和对联合概率分布进行抽样的过程与负荷侧联合概率分布模型的建立、获取联合概率分布和对联合概率分布进行抽样的方法相同; 间歇性电源侧建立模型的参数为: 所有间歇性电源群总输出功率、单个间歇性电源群输出功率和某个间歇性电源群内的单个间歇性电源输出功率。

[0073] 具体实施方式六: 本实施方式对实施方式五作进一步说明, 步骤五所述利用关键节点和关键线路的潮流高维模型计算电网下一时段的概率潮流分布及其主要分布特征, 获得电网运行状态的具体过程为:

[0074] 将关键节点的电压和关键线路的输送功率, 均采用高维模型表达式进行表示, 高维模型表达关系为:

$$[0075] \quad f(\mathbf{x}) = f_0 + \sum_{i=1}^n f_i(x_i) + \sum_{i < j} f_{ij}(x_i, x_j) + \dots + f_{1,2,\dots,n}(\mathbf{x}) \quad (26)$$

[0076] 其中： \mathbf{x} 表示多维输入向量； $f(\mathbf{x})$ 表示待表达的输出量； f_0 是 0 阶常数项； $f_i(x_i)$ 是 1 阶分量函数，表示单一变量 x_i 对输出的单一作用； $f_{ij}(x_i, x_j)$ 为 2 阶分量函数，表示变量 x_i 和 x_j 相互耦合后对输出的联合作用； $f_{1,2,\dots,n}(\mathbf{x})$ 为 n 阶分量函数，表示所有分量耦合后对输出的联合作用；

[0077] 在实际电力系统运行中，关键节点电压和关键线路功率与选择的部分关联节点注入功率间的关系问题符合低阶耦合的特征，因此， $f(\mathbf{x})$ 采用截断的形式表示为：

$$[0078] \quad f(\mathbf{x}) = f_0 + \sum_{i=1}^n f_i(x_i) + \sum_{i < j} f_{ij}(x_i, x_j) \quad (27)$$

[0079] 当分量函数采用正交多项式时，上述关系表示为：

[0080]

$$f(\mathbf{x}) = f_0 + \sum_{i=1}^n \sum_{r=1}^k \alpha_r^i \varphi_r(x_i) + \sum_{i < j} \sum_{p=1}^l \sum_{q=1}^m \beta_{pq}^{ij} \varphi_{pq}(x_i, x_j) \quad (28)$$

[0081] 其中： k 、 l 和 m 为整数，反映正交多项式的多少； α_r^i 和 β_{pq}^{ij} 是待求的系数； $\varphi_r(x_i)$ 和 $\varphi_{pq}(x_i, x_j)$ 分别表示关于单变量和双变量的正交多项式。

[0082] 本实施方式中，在建立式 (28) 关系时，需预先离线或在线选择若干典型样本。典型样本可以有两种组织方式：第一种方式是基于电网调度自动化 SCADA 平台，直接由相关节点电压、支路功率测量信息，经状态估计处理后的熟数据提供输入向量 \mathbf{x} 和对应的输出量 \mathbf{y} ，如此可以在线选择和形成若干具有典型运行状态的样本；另一种方式是离线模拟若干典型输入向量 \mathbf{x} ，再由常规潮流程序计算出对应的 \mathbf{y} ，从而形成样本集。上述两种典型样本组织方式，没有严格的实时性要求，可以分时、分批，也可以在线和离线相结合，逐步预先形成。

[0083] 本发明应用了电网运行模式变量的联合概率分布生成方法、电网节点和支路潮流的高维模型表达方法以及考虑模式不确定性的概率潮流在线快速计算方法，以便于实时掌握电网节点电压和线路功率的概率分布水平及其主要分布特征，并为进一步评估电网安全运行风险提供概率意义上的运行状态。通过事先由离线或在线方式预建立的关键节点和支路潮流的高维模型表达式替代常规的牛顿法、PQ 分解法等计算程序，快速计算出大量样本的潮流结果，以便实时统计出电网关键节点电压和关键线路功率的概率分布，并求出相应的主要分布特征。此技术方案具有明显的高实时性和低计算成本的特点。

[0084] 本发明利用运行模式提供的层次化思想，分别在负荷侧和间歇性电源侧，分层次建立电网运行模式特征量间的联合概率分布模型，有效减少需要同时处理的随机变量数，同时明显降低联合概率分布模型的维数。在提高计算效率方面，关键利用预建立的电网关键节点和关键线路潮流的高维模型表达式替代常规潮流计算过程，极大地降低对大量样本进行潮流计算的时间开销。本发明既考虑了节点注入功率的相关性，又巧妙地避免了样本抽样过程的“维数灾”问题，同时还合理规避了在线应用过程中对大量样本进行常规潮流计算的开销，适用于对大规模电力系统实时概率潮流信息的及时把握和对运行风险的在线评估。

[0085] 下面结合采用如图 1 所示的 IEEE14 节点系统对本发明的原理及效果进行说明。该系统有 8 个负荷节点和 5 台发电机组,发电机组 G1 所接节点为平衡节点,其它发电机节点为 PV 节点。两个风电场 WF1 和 WF2 分别从节点 11 和 12 接入系统。设各节点负荷和风电场出力的功率因数为定值,获得当前时刻各个节点负荷的参数如表 1 所示,当前时刻各个风电场输出功率的参数如表 2 所示,当前时刻 4 个与 PV 节点相接的发电机组的运行参数如表 3 所示。

[0086] 表 1

	有功负荷/MW	功率因数
L1	38.1	0.863 感性
L2	202.6	0.980 感性
L3	94.2	0.996 容性
L4	23.5	0.831 感性
L5	52.3	0.871 感性
L6	20.0	0.841 感性
L7	27.7	0.919 感性
L8	35.9	0.948 感性

[0088] 表 2

	有功输出/MW	功率因数
WF1	15.0	1
WF2	23.3	1

[0090] 表 3

	P/MW	V/(p.u.)
G2	40	1.045
G3	0	1.01
G4	0	1.07
G5	0	1.09

[0092] 用某种预测方法(本发明所述采用朴素预测法,即将上一时段的实测值作为下一时段的预测值)对全系统总负荷、总风电功率、各区域负荷与全系统总负荷的比值向量、各风电场群输出功率与全系统总风电功率的比值向量、各节点负荷与该节点所在区域的总负荷的比值向量、各风电场输出功率与该风电场所所在风电场群的总风电功率的比值向量进行预测。并由历史数据分别获得负荷侧和风电源侧的联合概率分布模型。

[0093] 为了比较使用独立概率模型和基于运行模式的联合概率模型进行概率潮流计算所得结果的不同,采用以下两种概率潮流计算方案:

[0094] 方案一:将所有的节点注入功率视为独立变量,对其进行独立抽样,用 Monte

Carlo 模拟法仿真 2000 次；

[0095] 方案二：根据节点注入功率联合概率模型分别对各节点负荷和各风电场出力进行抽样，用 Monte Carlo 模拟法仿真 2000 次。

[0096] 统计得到各个节点电压幅值的 CDF (Cumulative Distribution Function) 曲线和各条支路潮流的 CDF 曲线。部分节点电压幅值的 CDF 曲线如图 2 和图 3 所示，节点电压幅值为标么值。部分支路潮流的 CDF 曲线如图 4 和图 5 所示，横坐标是以线路载荷上限为基准的标么值。各节点电压幅值的期望值与标准差如表 4 所示。各支路潮流的期望值与标准差如表 5 所示。

[0097] 表 4

[0098]

节点	电压幅值/p.u.			
	期望值		标准差	
	独立模型	联合模型	独立模型	联合模型
1	1.06000	1.06000	0.00000	0.00000
2	1.04500	1.04500	0.00000	0.00000
3	1.01000	1.01000	0.00000	0.00000
4	0.99763	0.99763	0.00070	0.00083
5	1.00259	1.00259	0.00078	0.00092
6	1.07000	1.07000	0.00000	0.00000
7	1.04083	1.04084	0.00045	0.00066
8	1.09000	1.09000	0.00000	0.00000
9	1.02378	1.02380	0.00060	0.00097
10	1.01879	1.01881	0.00074	0.00108
11	1.04904	1.04907	0.00135	0.00146
12	1.07227	1.07222	0.00178	0.00239
13	1.02998	1.02997	0.00036	0.00064
14	0.97974	0.97975	0.00062	0.00128

注：节点 1、2、3、6、8 因在潮流计算过程中设为 PV 节点，故对所有样本计算后所得的节点电压均相同，从而使得对应的标准差为 0。

[0099]

[0100] 表 5

	支路	支路潮流/p.u.			
		期望值		标准差	
		独立模型	联合模型	独立模型	联合模型
	1-2	0.98104	0.98108	0.00987	0.01113
[0101]	1-5	0.81746	0.81749	0.00913	0.01041
	2-3	0.89235	0.89239	0.00730	0.00776
	2-4	0.56723	0.56723	0.00609	0.00703
	2-5	0.37838	0.37840	0.00569	0.00657
	3-4	0.40658	0.40663	0.00564	0.00630
	4-5	0.79349	0.79344	0.00430	0.00501
	4-7	0.66508	0.66501	0.01439	0.01605
	4-9	0.59294	0.59285	0.01272	0.01437
	5-6	0.91577	0.91602	0.03119	0.03605
	6-11	0.23233	0.23201	0.02338	0.02553
	6-12	0.08581	0.08647	0.02585	0.03432
	6-13	0.70213	0.70233	0.00843	0.01328
[0102]	7-8	0.60853	0.60842	0.00560	0.00814
	7-9	0.69040	0.69028	0.01292	0.01515
	9-10	0.16683	0.16684	0.01360	0.01367
	9-14	0.37664	0.37679	0.00633	0.00917
	10-11	0.50098	0.50113	0.02360	0.02340
	12-13	0.38944	0.38899	0.01643	0.02215
	13-14	0.42509	0.42485	0.00731	0.01000

[0103] 从图 2- 图 5、表 4 和表 5 可以看出,使用节点注入功率联合概率模型对概率潮流计算结果的期望值影响很小,但是标准差却较使用独立概率模型时显著增大。这表明,节点注入功率的相关性增加了节点电压和支路潮流的波动性。因此在系统接近极限运行状态时,使用联合概率模型进行概率潮流计算得到的节点电压幅值越限或支路潮流过载的概率也将更大,例如在本例中,当使用独立概率模型进行下一时段的概率潮流计算时,支路 1-2

潮流过载率为 2.78%，支路 5-6 潮流过载概率为 0.77%；而当使用联合概率分布模型时，支路 1-2 潮流过载的概率增加为 4.04%，支路 5-6 潮流过载的概率增加为 1.75%。这是由于，当各节点注入功率相关性较高时，各个风电场出力或各节点负荷同时增大或者同时减小的概率也就越大。独立的概率模型并没考虑到这一情况，因而低估了系统运行的风险，这也体现出本专利方法在分析电网运行方式过程中的准确性与合理性。

[0104] 下面再以支路功率为例考察一下以高维模型表达式替代常规潮流程序进行概率潮流计算的效果。

[0105] 设已经预先离线或在线组织了 1000 个典型样本供支路功率的高维模型表达辨识之用。以辨识出的高维模型表达式替代常规潮流程序，对某一时段（有别于表 1-3 的方式）在线抽样的 10000 个样本进行支路功率计算，然后进行 CDF 统计和主要特征分析。其中，表 6 给出了由高维模型表达和常规潮流程序计算结果分别统计出的支路功率平均值信息，图 6 给出了支路 1-2 和 6-13 的潮流 CDF 曲线（相对于线路传输功率极限的标幺值）。

[0106] 表 6

支路	常规潮流计算方式 (平均值)	高维模型表达计算方式 (平均值)
1-2	0.5317	0.5316
1-5	0.4638	0.4637
2-3	0.5454	0.5434
2-4	0.3428	0.3428
2-5	0.2227	0.2279
3-4	0.2551	0.2550
4-5	0.5109	0.5109
4-7	0.4066	0.4066
4-9	0.3478	0.3518
[0107] 5-6	0.4792	0.4792
6-11	0.0758	0.0761
6-12	0.1649	0.1649
6-13	0.3902	0.3901
7-8	0.3245	0.3246
7-9	0.3790	0.3790
9-10	0.2138	0.2138
9-14	0.2573	0.2571
10-11	0.3738	0.3738
12-13	0.3000	0.2995
13-14	0.2788	0.2828

[0108] 由图 6、图 7 和表 6 可见,高维模型表达式计算的结果与常规潮流计算的结果相差很小,这说明高维模型表达方式完全可以代替常规潮流计算参与在线调度员概率潮流。

[0109] 另外,当用常规潮流对 IEEE14 节点系统进行 10000 次潮流计算时,耗时就达 118s,而用预建立的支路功率高维模型表达式对 10000 个样本进行计算,耗时仅 0.2s (二者计算的硬件环境相同),加速比高达 590,计算性能改善效果突出。实际上,当将高维模型表达式应用于实际大型电力系统时,加速比提高更为明显,原因在于针对大量样本、利用常规潮流程序进行计算的耗时,远比 118s 大得多,而利用高维模型表达式对大量样本进行的计算耗时,基本保持不变。这说明,电力系统规模越大,加速比提高越突出。

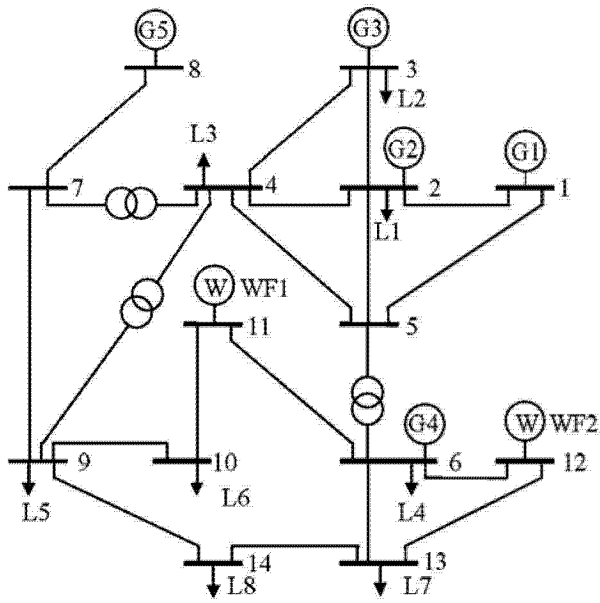


图 1

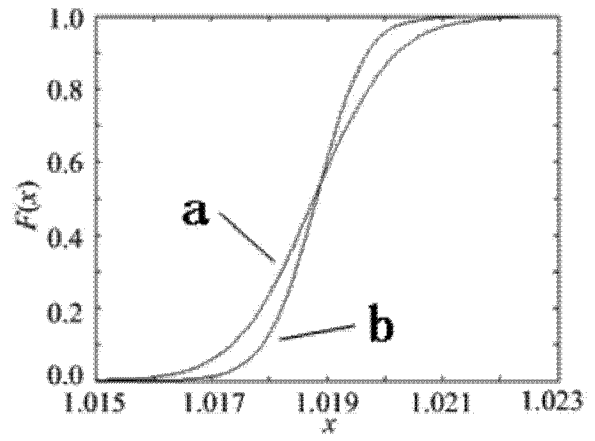


图 2

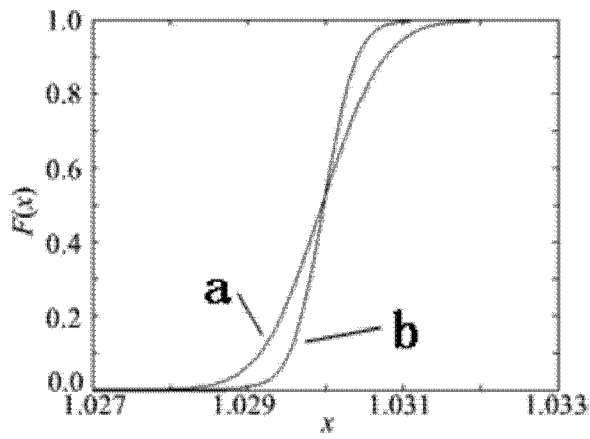


图 3

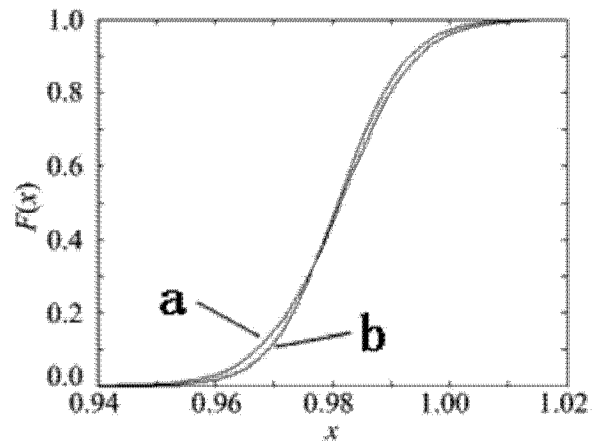


图 4

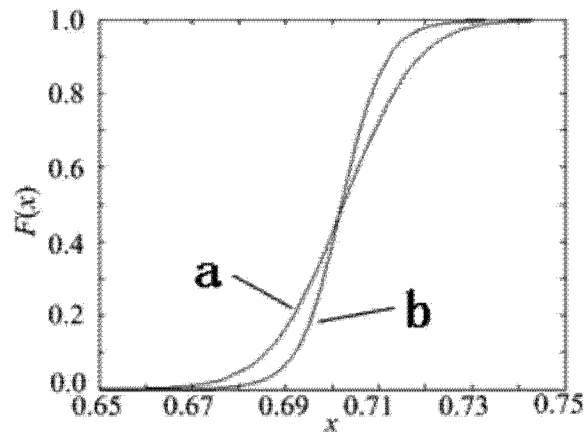


图 5

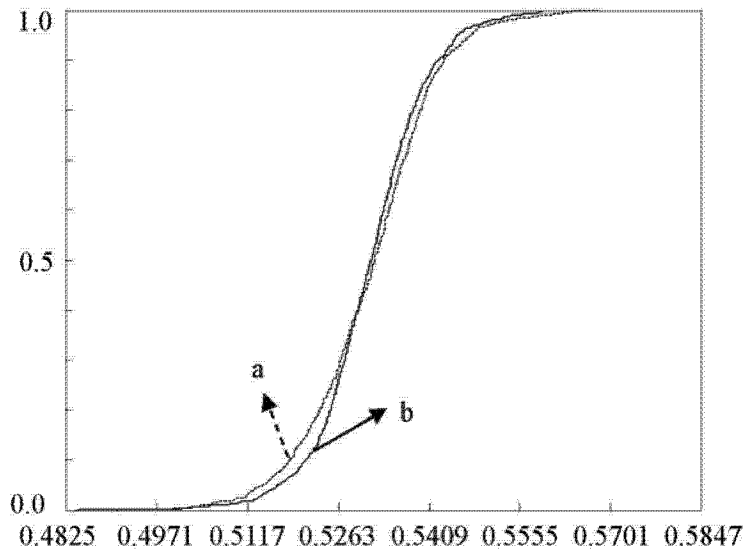


图 6

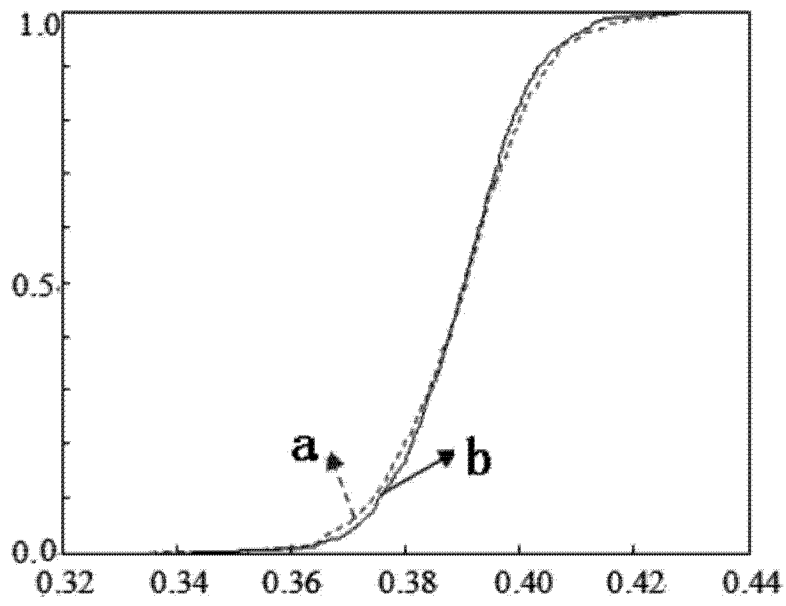


图 7